

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ МЕЖСКВАЖИННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ</b>

УДК 622.276.5:519.876

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Рахматуллин Руслан Равильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Рахматуллин Руслан Равильевич

Тема работы:

Анализ межскважинного взаимодействия с помощью метода мультискважинной деконволюции на нефтяных месторождениях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Деконволюция, мультискважинная деконволюция – специфика применяемой терминологии. Математическая модель технологии мультискважинного ретроспективного теста, условия применимости, плюсы и минусы. Опыт применения технологии на нефтяных месторождениях. История развития технологии. Оценка гидродинамических параметров скважины и межскважинных интервалов с помощью технологии мультискважинной деконволюции. Особенности применения технологии на участках с добывающими скважинами и на участках с добывающими и нагнетательным скважинами.
---	--

#### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

(с указанием разделов)

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна

#### **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

История возникновения технологии
Деконволюция
Мультискважинная деконволюция
Применение мультискважинной деконволюции на нефтяном месторождении
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	31.03.2021
---	------------

#### **Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Орлова Юлия Николаевна			31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Рахматуллин Руслан Равильевич		31.03.2021

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

ГДИС – гидродинамические исследования скважины;

ГИС – геофизические исследования скважины;

ДКВ – деконволюция;

ДПХ – диагональная переходная характеристика;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

МДКВ – мультискважинная деконволюция;

ПХ – переходная характеристика;

ПХС – переходная характеристика скважины;

ПХИ – переходная характеристика интервала;

ПО – программное обеспечение;

ТМС – термоманометрическая система.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 страницы, в том числе 36 рисунков, 19 таблиц и один график. Список литературы включает 38 источников.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, мультискважинная деконволюция, межскважинная интерференция.

Объектом анализа является технология мультискважинной деконволюции и межскважинная интерференция.

Цель анализа – определение условий применимости технологии мультискважинной деконволюции для исследования межскважинных интервалов в процессе разработки нефтяных месторождений.

В процессе анализа были рассмотрены основные методы решения деконволюции и мультискважинной деконволюции, математические модели деконволюции применимые к нефтяным месторождениям.

В результате анализа были составлены плюсы, минусы и условия применимости технологии на нефтяных месторождениях.

Потенциальная экономическая эффективность связана с минимизацией полевых работ и исключением простоев скважин на время исследования.

Практическая значимость работы заключается в определении возможности полной или частичной замены стандартных операций гидропрослушивания и гидродинамических исследований скважин.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	10
1 История возникновения технологии мультискважинной и односкважинной деконволюции.....	12
2 Деконволюция .....	14
2.1 Спектральные методы.....	14
2.2 Методы временной области .....	15
2.3 Современные методы.....	16
2.4 Математическая модель односкважинной деконволюции .....	16
2.5 Постановка задачи деконволюции .....	19
2.6 Преимущества современных методов деконволюции и недостатки...	21
3 Мультискважинная деконволюция .....	23
3.1 Условия применимости технологии.....	25
3.2 Математическая модель мультискважинной деконволюции .....	26
3.3 Преимущества и недостатки мультискважинной деконволюции.....	30
3.4 Программное обеспечение «Polygon».....	32
4 Применение мультискважинной деконволюции на нефтяном месторождении .....	33
4.1 Оценка межскважинного взаимодействия на участке с добывающими скважинами .....	33
4.1.1 История и текущая добыча в районе исследуемого участка.....	34
4.2 Порядок выполнения работ.....	37
4.3 Первый этап работ .....	37
4.3.1 Корректировка данных дебитов и давлений .....	37
4.3.2 Операция первичной деконволюции .....	38
4.3.3 Операция деконволюции .....	39
4.4 Второй этап работ .....	45
4.4.1 Интерпретация результатов МДКВ.....	45
4.5 Выводы по участку .....	50



4.6	Оценка межскважинного взаимодействия на участке с добывающими скважинами и нагнетательными .....	52
4.6.1	История и текущая добыча в районе исследуемого участка .....	53
4.7	Первый этап работ .....	57
4.7.1	Операция деконволюции .....	57
4.8	Второй этап работ .....	63
4.8.1	Интерпретация результатов МДКВ.....	63
4.9	Выводы по участку .....	67
5	Обоснование экономической эффективности проведения инновационного мероприятия .....	71
5.1	Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели.....	71
5.2	Расчет показателей экономической эффективности мероприятия .....	74
5.3	Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям .....	78
5.4	Вывод по разделу .....	82
6	Социальная ответственность .....	86
6.1	Введение.....	86
6.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	87
6.3	Производственная безопасность .....	90
6.4	Анализ вредных производственных факторов.....	91
6.4.1	Отклонение показателей микроклимата в помещении .....	91
6.4.2	Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	93
6.4.3	Нервно-психические перегрузки .....	93
6.5	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	94
6.5.1	Электробезопасность .....	94
6.6	Экологическая безопасность.....	95
6.7	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
6.8	Вывод по разделу .....	98
	Заключение .....	99
	Список использованных источников .....	102

## **Введение**

Геолого-гидродинамическое моделирование фильтрации в нефтяных пластах применяется как при регулировании разработки, так и при ее контроле и проектировании.

Наиболее информативными в изучении межскважинных свойств пласта являются гидродинамический исследования методом восстановления давления и методом гидропрослушивания, однако недропользователи не спешат активно использовать данные методы исследования, так как в большинстве случаев для их применения необходимы остановки скважин, завоз оборудования на месторождения и постоянный мониторинг выполнения работ и правильности выполнения действий (для исключения дополнительных погрешностях), что экономически не выгодно.

В условиях недостатка информации на помощь может прийти инструмент анализа исторических данных, таких как забойное давление, снятое с датчиков ТМС (скважины, оборудованные электроцентробежными насосами, чаще всего имеют в конструкции датчики термоманометрических систем (ТМС)) и данные о дебитах скважины за все ее время работы. В то же время при анализе исторических данных для изучения межскважинных свойств пласта необходимо учитывать работу соседних скважин и высокую зашумленность данных, что нельзя реализовать с помощью ГДИС, приходится проводить операции гидропрослушивания.

В настоящее время развивается новая технология под названием «мультискважинный ретроспективный тест», в основу которой входит технология мультискважинной деконволюции, позволяющая изучать геологию интервалов, межскважинное взаимодействие, зону дренирования исследуемой скважины, зоны, охваченные заводнением, и зоны, не охваченные заводнением, а также позволяет оценить степень влияния соседних скважин.

Объектом исследования данной работы является межскважинное взаимодействие на участках, где только добывающие скважины, и на участках, где помимо добывающих присутствуют нагнетательные скважины, оказывающее воздействие на исследуемую скважину, также объектом исследования является сама технология мультискважинной деконволюции. В работе раскрыта суть технологии МДКВ, выявлены недостатки, плюсы, минусы и условия применимости на основе различной литературы и отчетов апробации технологии на месторождениях «Х» в 2017 году. Отчеты, рассмотренные в работе, проходили верификацию различными параллельными исследованиями (ГИС, ГДИС, сейсмические исследования).

Технология МДКВ позволяет решить некоторые проблемы, возникающие при проведении ГДИС и операций гидропрослушивания. Например, избежать нецелевого простоя скважины и, как следствие, избежать проблемы нехватки временных ресурсов и неполноты результатов при ГДИС и гидропрослушивании, также за этим следует и экономическая эффективность, так как полевые работы при выполнении технологии исключаются практически полностью. Из всего вышесказанного вытекает и актуальность анализа данной темы.

## **1 История возникновения технологии мультискважинной и односкважинной деконволюции**

Технология деконволюции начала появляться в литературе с 2003 года. Математический алгоритм технологии появлялся в литературе и ранее, но авторы лишь выдвигали предположение о существовании такого математического алгоритма, которые позволял бы вычленить из функции сигнала изменения давления, функцию, так называемого вклада в это давление от соседних скважин. Так в 1984 в работах Бузинова С.Н. и Умрихина И.Д. вкратце рассматривалось возможное решение интеграла Вольтера Второго рода, но развитию математического аппарата помешала поставленная на то время проблема многовариантности результатов и отсутствие средств для изучения и решения огромных объемов уравнений [5].

Развитие математического аппарата происходило и в 90-х годах прошлого века как зарубежными, так и отечественными группами ученых, но поставленные задачи так и не решились. Однако в 2003 году технология деконволюции, применяемая уже к двум скважинам на синтетической модели месторождения, появилась в работе исследователя и ученого Ван Шрётера которые представил операцию односкважинной деконволюции путем решения интеграла Дюамеля и представления результатов в виде матрицы решений, но Ван Шрётер на этом не остановился и уже совместно с Левитаном (коллега Ван Шрётера) в 2004 и 2007 году представил уже более устойчивый метод деконволюции, после чего тенденцию развития подхватили ученые Илк и Онур, которые начали развивать технологии решения алгоритма для трех скважин с последующим увеличением количества скважин, но объем расчетов не позволял применить и опробовать технологию на реальных данных.

Следует отметить, что деконволюция в это время, как и в настоящее время использовалась и используется в других сферах, таких как медицина, оптика, интерпретация данных ГИС и так далее. Параллельно развитию

мультискважинной технологии развивались и методы математического решения деконволюции (метод Тихонова, суперпозиции, спектральные методы и т.д.), самые востребованные из них описаны в главе 2.

В период с 2007 по 2017 произошел «взрыв» развития технологии и к 2016-2019 годам благодаря компании ООО «Софоил» и специалистам, работающим в данной компании, образовалась конечная технология МДКВ, которая содержала в себе новые возможности. Реализовалась она уже в программном обеспечении «Полигон». Технология была запатентована этой же компанией. С 2016 года и по настоящее время она была опробована и верифицирована на множестве месторождений с хорошей степенью достоверности результатов, что положительно отразилось на востребованности технологии.

В последние десятилетия над решением задачи обратной свертки кроме компании ООО «Софоил» работают также ученые из Стэнфорда и из Империял Колледжа в Лондоне (глава команды – Алан Грингартен). В последней версии программного обеспечения, которое является эталоном для решения задач скважинной гидродинамики – Karra Saphir – уже внедрена технология МДКВ в тестовом режиме, однако, не стоит забывать и о специализированном ПО «Полигон», предназначенной для решения задач гидродинамики, с помощью технологии МДКВ.

## 2 Деконволюция

Деконволюция это операция, которая является математически обратной конволюции, или другими словами данную операцию называют обратной сверткой. Математическое определение свертки двух функций, являющихся действительными, выглядит следующим образом (формула 1):

$$(f \cdot g)(t) = \int_0^t f(\tau)g(t - \tau)d\tau. \quad (1)$$

Конволюция обладает способностью генерирования третьей функции  $(f \cdot g)$  из двух других функций. При свертке  $f$  с  $g$  происходит суммирование множество взвешенных на значение  $g$  смещенных копий функций  $f$ . Если решить обратную задачу и найти одну из первоначальных функций, то получим операцию под названием деконволюция. Данная технология получила широкое распространение в сфере сейсморазведки и интерпретации данных геофизических исследований, а с недавнего времени деконволюция начала развиваться и в сфере нефтегазового дела, в частности, контроля и регулирования разработкой нефтегазовых месторождений.

Применительно к одной скважине операция деконволюции позволяет анализировать данные об изменении дебита и ответного отклика забойного давления скважины, посредством сложных и многовариантных математических операций. Существует несколько методов деконволюции, которые появлялись по мере их совершенства и исключения грубых ошибок вычислений. Рассмотрим некоторые существующие методы деконволюции.

### 2.1 Спектральные методы

Спектральные методы в настоящее время являются достаточно устаревшими. Такие методы в основном опираются на теореме о свертке из сферы спектрального анализа. Методы включают в свою основу классические теоремы для преобразований Фурье, дискретных (обособленных сигналов) вариантов, а также преобразований Лапласа. Заранее известные данные

преобразуются методом Лапласа, чтобы в дальнейшем вычленив из принципа Дюамеля преобразование Лапласа для искомой величины перехода. После вычленения величины перехода она обращается в более эффективный численный алгоритм Стефеста [20].

Спектральный подход – простой и прямолинейный на уровне алгоритма, но неустойчив к итерациям по снижению данных, содержащих грубые погрешности и отклонения от реальных данных. Если рассмотреть спектральные алгоритмы с другой стороны, то проясняется одна из основных проблем, которая затрудняет применение данных методов – частая проблема недостающих данных. К примеру, если имеются данные на определенном промежутке времени, спектральные методы используют теорему о свертке, которая не применима без задания функции на положительной полуоси, следовательно, применение таких методов реализуемо в том случае, когда к концу теста давление стабилизируется и принимает равновесное значение. Таким образом, методы спектрального анализа нерентабельны для развития.

## **2.2 Методы временной области**

Параллельно с развитием спектральных методов развивались и методы временной области, которые пытаются решить уравнение, которое получается из формулы Дюамеля, напрямую в области времени. В таких методах отклик на изменение дебитов представлен в виде кусочно-линейных функций, а сами дебиты приближаются ступенчатыми функциями. Таким образом составляется линейная система диагонального вида и решается система рекуррентными формулами, которые выражают каждый член линейной системы через предыдущие члены самой системы [1]. Явным минусом данного подхода является численная неустойчивость, так как, опять же, данные имеют ошибки измерения, а рекурсивные методы решения ведут к циклическому накоплению ошибок. Проблемы неустойчивости временных

методов привели к различного рода попыткам оптимизации процесса. В результате данных попыток было принято решение нацеленные на минимизацию таких мер ошибок, как линейное программирование и наименьшие квадраты.

Исследования устойчивости временных методов на синтетических данных дали следующий результат:

1. Метод наименьших квадратов, устойчив лишь для погрешностей дебита до 2 % (с определенными ограничениями);
2. В методе деконволюции давление-давление, оба сигнала, которые состоят из давлений имеют сложную погрешность, таким образом метод работает лишь на погрешности до 1% [1].

### **2.3 Современные методы**

С появлением алгоритмов деконволюции вида давление-дебит фокус на задаче деконволюции возрос.

Модифицированные методы опираются на три основных соображения:

1. Следует искать сразу логарифмическую производную переходной функции;
2. Задача должна учитывать погрешности не только измерений дебита, но и погрешность измерения давления;
3. Кривизна искомой функции должна быть ограничена.

### **2.4 Математическая модель односкважинной деконволюции**

В 2004 году был предложен алгоритм односкважинной деконволюции, которую развивали Ван Шретер и Левитан [22, 23]. В модели рассматривается некая функция  $G(t)$ , которая отражает падение забойного давления, при работе изолированной скважины с единичным дебитом ( $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) с момента



времени  $t = 0$ . Данная функция называется переходной характеристикой (ПХ) [7].

Для поиска функции ПХ при односкважинной деконволюции должны выполняться следующие условия:

1. Уравнения, которые описывают поток жидкости в пластовых условиях, линейны и по давлению и по дебиту;
2. До момента времени  $t = 0$  исходное пластовое давление  $P_0$  устойчиво, а дебит отсутствует ( $Q(t) = 0$  при  $t \leq 0$ );
3. Переходная характеристика  $G(t)$  не изменяется с течением времени, то есть возмущение давления одинаково, независимо от момента времени и предыдущей истории дебитов, даже если изменение дебита имеет ступенчатый вид [3].

При выполнении этих условий падение забойного давление  $\Delta P(t) = P_0 - P(t)$  выражается через зависящий от времени дебит  $Q(t)$  по формуле 2 интеграла Дюамеля:

$$\Delta P(t) = P_0 - P(t) = \int_0^t Q(s)G(t-s)ds. \quad (2)$$

Или для ступенчатой функции [13]:

$$\dot{Q}(t) = \sum_{i=1}^n a_i \delta(t - t_i), \quad (3)$$

где  $n$  – число скачков дебита;

$t_i, a_i$  – время и амплитуда скачка;

$\delta(t)$  – дельта-функция Дирака.

Подстановка одной формулы в другую дает:

$$P(t) = P_0 + \sum_{i=1}^n a_i G(t - t_i), \quad (4)$$

что соответствует тому, что каждый скачек функции дебита вносит в давление возмущение, которое в свою очередь равно сдвинутой функции  $G(t)$  с неким коэффициентом.

В силу линейности задачи, суммарное возмущение равно линейной комбинации всех возмущений. Каждое бесконечно малое изменение значения давления приведет к сопоставимому возмущению давления, в виде  $G(t)$ , а

суммарное возмущение является интегралом Дюамеля, то есть суммированием всех возмущений. Таким образом, зная начальное пластовое давление и историю дебитов до момента времени  $t_i > 0$ , соответственно и возмущение, которое создается изменением дебита, то возможно восстановить значение забойного давления в любой момент времени [20]:

$$\begin{matrix} P_0 \\ Q(s), s \in [0, t_i] \\ G(t), t \in [0, t_i] \end{matrix} \xrightarrow{\text{преобразование Дюамеля}} P(t_i). \quad (5)$$

В силу предположений имеем  $G(0) = 0$  и  $Q(0) = 0$ , тогда проинтегрировав по частям интеграл Дюамеля с использованием симметричности свертки, можем преобразовать формулу ... следующим образом:

$$\Delta P(t) = - \int_0^t Q(s) \frac{dG(t-s)}{ds} ds = \int_0^t Q(t-s) g(s) ds, \quad (6)$$

где  $g(t) = G(t) = \frac{dG(t)}{dt}$ .

Данная функция – основной объект поиска в современных методах, однако ищется не сама формула, а ее билогарифмический вариант, то есть функция:

$$Z(\tau) = \ln(t \cdot g(t)), \tau = \ln t. \quad (7)$$

Тогда уравнение 6 принимает вид:

$$\Delta P(t) = \int_0^t Q(t-s)(s \cdot g(s)) \frac{ds}{s} = \int_{-\infty}^{\ln t} Q(t - e^\tau) e^{Z(\tau)} d\tau. \quad (8)$$

Поиск решения производится методом наименьших полных квадратов, который сопровождается регуляцией графика, основанной на кривизне, то есть если обозначить за  $\varepsilon(t)$  ошибку измерения давления, за  $\delta(t)$  ошибку в измерениях дебита, то задача сводится к поиску реальных значений  $\{P_0; Q(t), t \in [0, T]; Z(\tau), \tau \in (-\infty, \ln(T))\}$ , сводящим к минимуму ошибку:

$$E = \|\varepsilon\|_2^2 + v \|\delta\|_2^2 + \lambda k(Z)^2, \quad (9)$$

где  $k(Z)$  – мера кривизны графика функции  $Z(\tau)$ ;

$v, \lambda$  – фиксированные веса.

Фиксированный выбор дискретизации  $p = (p_1, p_2, \dots, p_m)$ , для давлений, для функции  $Z(\tau)$ ,  $z = (z_1, z_2, \dots, z_M)$ , для дебитов  $q = (q_1, q_2, \dots, q_N)$  и для форм аппроксимации ( в том числе кусочно-линейная, кусочно-постоянная и др.), позволяет переписать формулу 3 в следующем виде [21]:

$$\Delta p = P_0 Y_m - p = C(z)q, \quad (10)$$

где  $Y_m$  – вектор из  $m$  единиц;

$C(z)$  – матричная функция, зависящая от значений дискретизации переходной характеристики.

Мера кривизны в линеаризованной форме:

$$k(Z) \approx \| Dz - k \|_2, \quad (11)$$

где  $D$  – постоянная матрица;

$k$  – постоянный вектор.

Таким образом решив рассмотренные формулы находится переходная характеристика в билогарифмическом виде, которую можно интерпретировать стандартным набором инструментов интерпретации гидродинамических исследований.

## 2.5 Постановка задачи деконволюции

Исходные данные:

1. Измеренные забойные давления  $p_i = P(t_i)$ , на промежутке исследования  $t_i \in [0, T], i = 1 \dots m$ , которые содержат погрешности измерений;

2. Измеренные дебиты на промежутке времени  $[0, T]$ , которые тоже содержат погрешности измерений.

3. Фиксируются узлы дискретизации функции  $Z(\tau)$  в виде  $-\infty = \tau_0 < \tau_1 < \tau_2 < \dots < \tau_m = \ln T$ , а также формы аппроксимации функций  $Q(t)$

и  $Z(\tau)$  (при аппроксимации  $Q(t)$  кусочно-постоянным методом, а  $Z(\tau)$  кусочно-линейным методом) [10].

Выбрав узлы и формы аппроксимации, становятся известны объекты:

1. Матричная функция  $C(\tau)$  (состоит из  $z = (z_1, z_2, \dots, z_M)$ ), которая строит матрицу из  $m \times N$  элементов и обеспечивает связь в уравнении ...;
2. Постоянная матрица  $D$  размером  $(M - 1) \times N$  и вектор  $k$  размера  $(M - 1)$ . Два данных объекта обеспечивают приближение кривизны.

Величины, которые требуется найти:

1.  $z = (z_1, z_2, \dots, z_M)$ , где  $z_i = Z(\tau_i)$ ;
2.  $y = (y_1, y_2, \dots, y_N)$ , где  $y_i$  – значения дебитов, не содержащие погрешностей измерения;
3.  $P_0$  – начальное пластовое давление.

Если рассмотреть известные и искомые величины, то выявляется связь. Дебиты  $y$  различаются от измеренных значений  $q$  на погрешность  $\delta$  [13]:

$$\delta = y - q. \quad (12)$$

Данную погрешность следует минимизировать при решении задачи. Возникает и погрешность измерения давления  $\varepsilon$ , которая вычисляется по точным измерениям дебитов  $y$  по формуле:

$$\varepsilon = (P_0 Y_m - C(z)y) - p. \quad (13)$$

Также возникает величина, которую данные метод стремится минимизировать, это приближенная кривизна искомой функции  $Z(\tau)$ :

$$k(z) \approx \|Dz - k\|_2, \quad (14)$$

Проанализировав вышеуказанные пункты следует описать метод поиска решения задачи. Задача решается методом оптимизации меры ошибки формулы 8:

$$E(P_0, y, z) = \|P_0 Y_m - p - C(z)y\|_2^2 + v \|y - q\|_2^2 + \lambda \|Dz - k\|_2^2, \quad (15)$$

Таким образом задача деконволюции по методу Шрётера заключается в том, чтобы найти такие  $(P_0, y, z)$ , что  $E(P_0, y, z) \rightarrow \min$  [23].

Такая задача решается с помощью метода наименьших квадратов. Необходимо, чтобы значения погрешностей и кривизны попадали в определенный интервал. Данные параметры зависят от выбранных весов деконволюции  $\nu$ ,  $\lambda$ . Весовые коэффициенты выбираются несколькими способами. Некоторые из них:

1. Метод анализа разброса исходных данных;
2. Метод итерации;
3. Метод субъективных соображений.

Таким образом можно сделать вывод, что весовые коэффициенты позволяют сглаживать график, без потери характерных изгибов кривой, что в какой-то степени исключает ошибки интерпретации результатов.

После того как, получено решение задачи, и известны значения  $z$ , появляется возможность корректировки значений дебита, которые содержат ошибки измерения.

## **2.6 Преимущества современных методов деконволюции и недостатки**

Преимущества:

1. Отсутствие ограничений на знак искомой функции и ее производных;
2. Возможность коррекции данных дебита и давления с высокой относительной погрешностью;
3. Регуляризация графика по кривизне, избегающая спрямления кривой, вызванного регуляризацией по производным;
4. Методы позволяют рассматривать начальное пластового давления, в качестве известного параметра;

Шретер предложил первый метод, который позволяет провести оценку уровня ошибки для входных данных, а также доверительный интервал и

статическое отклонение. Результаты испытаний метода деконволюции, проведенные Шретером, указывают на то, что для ошибок до 0,5% в измерениях давления и до 10% в измерениях дебита соответствуют определенные интервалы весов деконволюции, для которых доверительные интервалы содержат значения логарифмической производной переходной характеристики, соответствующие истинным значениям.

Недостатки:

1. Невозможно знать, насколько исходные данные соответствуют линейной модели, для использования метода деконволюции;
2. Отставание или рассинхронизация во времени в исходных данных могут привести к осцилляции в деконволюированной величине;
3. Поведение залежи не должно менять на промежутке исследований. То есть изменение послепритока, скин-фактора, изменение распределения фаз, проникновение воды в залежь могут повлиять на результаты деконволюции, но при односкважинной деконволюции исключается учет изменения скин-фактора и послепритока скважины.

Исходя из вышесказанного следует отметить, что методы деконволюции нуждаются в высокоточных технологических средствах, для уменьшения погрешностей измерений, а также в верификации результатов деконволюции с помощью, например, гидродинамических исследований или геологических исследований.

### **3 Мультискважинная деконволюция**

Исходя из свойства симметричности переходных величин, которое позволяет уменьшить сложности вычисления задачи деконволюции, Левитан обобщает метод деконволюции на мультискважинный случай.

Таким образом технология обработки данных дебитов и давлений, восстанавливающая переходные характеристики скважины и интервалов между скважинами называется мультискважинной деконволюцией.

Переходной характеристикой скважины называют отклик давления скважины на ее включение с единичным дебитом, при отсутствии влияния соседних скважин. Переходной характеристикой интервала называют отклик давления скважины на включение другой скважины с единичным дебитом при отсутствии влияния соседних скважин.

Технология МДКВ подразделяется на два вида: радиальная деконволюция (РДКВ) и кросс-скважинная деконволюция [7, 8].

Радиальная деконволюция – технология обработки значений давления исследуемой скважины, ее дебитов и дебитов соседних скважин, с целью восстановления отклика давления на включение самой же исследуемой скважины с единичным дебитом при полном отсутствии соседних скважин, то есть переходную характеристику скважины.

Кросс-скважинная деконволюция – технология обработки данных дебита и давления по всем скважинам, то есть в данном случае требуются данные о забойном давлении по всем скважинам, которые используются в тесте, то есть переходную характеристику интервала.

Таким образом первый вид схож с обычным алгоритмом односкважинной деконволюции (СДКВ), но учитывает влияние окружающих скважин, имея данные по изменению их дебита. Второй вид уже предполагает обработку данных дебита и давления по всем скважинам с целью восстановления отклика давления на включение самой скважины с единичным

дебитом, а также отклика давления на включения соседних скважин с единичным дебитом.

Для количества скважин  $n$  получается  $n^2$  переходных характеристик. Анализ и библиотечный перебор, полученных характеристик, позволяет скорректировать историю дебитов и определить тип и расстояния до контура питания скважины, то есть устранить недостатки методом итерационного решения на основе последовательных расчетов прямой задачи [3].

После проведения деконволюции все переходные характеристики адаптируются диффузионной моделью системы «скважина-пласт» с привлечением инструментов из арсенала гидродинамических исследований до получения набора основных и искомых параметров. В отличие от метода наилучших совмещений итерационными моделями, в которой для  $N$  скважин определяется  $N$  откликов давления на сложные истории давления, в то время как при мультискважинной деконволюции определяются  $N^2$  откликов, но на простых историях дебита. При этом замечается вариация  $4n$  параметров, таких как: пьезопроводность, гидропроводность, скин-фактор каждой скважины и текущее пластовое давление.

Ранее были выделены положения односкважинной деконволюции, далее рассмотрим положения мультискважинной деконволюции:

1. Отклики деконволюции при единичном дебите содержат проницаемости и свойства залежи. Таким образом используя интегрированный анализ на данных изменения давления появляется возможность извлечь эту информацию и использовать ее для контроля и регулирования разработки месторождения.

2. Мультискважинная деконволюция в отличие от односкважинной деконволюции менее ограниченная задача однозначность зависит от качества измеренной информации значений давления;

3. Мультискважинная деконволюция позволяет вычленять эффекты от интерференции других скважин, работающих в залежи, и восстанавливать отклики давления на единичный дебит каждой скважины в залежи.



### Основные положения МДКВ:

1. Существует необходимость уменьшения неопределенности в отношении первоначального давления, поскольку оно оказывает наибольшее влияние на реакцию отклика деконволюции;
2. Хотя алгоритм деконволюции был разработан с возможностью исправления  $q$ -данных, гораздо важнее улучшить точность измерения дебитов, а не полагаться на разворачивание для исправления ошибок;
3. МДКВ предоставляет ценную информацию о поведении скважин и пласта, в том числе о взаимодействии между скважинами.

### 3.1 Условия применимости технологии

Исходя из положений об односкважинной деконволюции и мультискважинной деконволюции следует выделить условия применимости технологии:

1. МДКВ применима только для линейного закона фильтрации, поэтому необходимо предварительно оценивать промысловые исходные данные, для того, чтобы выявить выполнение условия линейности в данном интервале времени теста и на данном участке;
2. МДКВ применима как для ступенчатого изменения дебита и плавного изменения давления (так называемый режим РТА), так и для ступенчатого изменения забойных давлений и плавного изменения дебита (режим РТА);
3. Для применения МДКВ с адекватными результатами необходимы долгосрочные данные замеров дебита и давления;
4. Скин-фактор не должен меняться на протяжении интервала исследования (наличие мероприятий по улучшению скин-фактора заставляют выкидывать часть истории давления с «неверным» скин-фактором);

5. Переходные характеристики не должны меняться с течением времени, что часто заставляет использовать приближения, в частности, для двухфазных потоков и при наличии газа в пласте, что существенно нарушает линейность уравнений;

6. Алгоритм технологии имеет очень высокую сложность, которая значительно возрастает с увеличением количества скважин.

### 3.2 Математическая модель мультискважинной деконволюции

В линейном приближении пласта, реакция давления на изменяющиеся скорости в скважинах при кросс-скважинной деконволюции подчиняется уравнению свертки [9]:

$$p_n(t) = p_{i,n} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} \left( q_k^{(\alpha)} - q_k^{(\alpha-1)} \right) p_{nk}^u(t - t_{\alpha k}), \quad (16)$$

где  $p_n(t)$  – давление на  $n$ -ой скважине в момент времени  $t$ ;

$p_{0,n}$  – начальное давление на  $n$ -ой скважине;

$q_k^{(\alpha)}$  – значение дебита в  $\alpha$  переходный отклик скважины  $n$ ;

$p_{nk}^u$  – переходная реакция давления в скважине  $n$  при единичной производительности скважины  $k$ ;

$t_{\alpha k}$  – время реакции в  $\alpha$  переходный отклик скважины  $k$ ;

$N$  – количество скважин в тесте;

$N_k$  – количество переходных процессов в скважине  $k$ .

При этом выдвигаются следующие предположения:

1.  $q_k^{(-1)} = 0$  – для каждой скважины  $k = 1 \dots N$ ;
2.  $p_{nk}^u(\tau) = 0$  при  $\tau < 0$  для любой пары скважин  $n, k = 1 \dots N$ .

Следовательно, свертка осуществляется с использованием начального пластового давления  $p_{i,n}$ , единичных переходных характеристик скважин и интервалов  $p_{nk}^u(t)$  и историю дебитов  $\{q_k(t)\}_{k=1..N}$  для расчета реакции забойного давления на давление в скважине, как функции времени  $p_n(t)$ :

$$\{p_{i,n}, \{p_{nk}^u(t), q_k(t)\}_{k=1..N}\} \rightarrow p_n(t). \quad (17)$$

Тогда МДКВ также как и СДКВ является обратной задачей свертки и поиска  $N^2$  функции  $p_{nk}^u(t)$  и  $N$  функций  $p_{i,n}$  используя исторические данные  $\left\{p_k(t), \left\{q_k^{(\alpha)}\right\}_{\alpha=1..N_k}\right\}_{k=1..N}$  и обеспечивая корректировку истории для небольших ошибок  $\{q_k\}_{\alpha=1..N_k} \rightarrow \{\tilde{q}_k\}_{\alpha=1..N_k}$ :

$$\{p_k(t), q_k(t)\}_{k=1..N} \rightarrow \{p_{i,n}, \{p_{nk}^u(t), \tilde{q}_k(t)\}_{k=1..N}\}. \quad (18)$$

Решение задачи деконволюции основано на минимизации целевой функции [18, 17, 15]:

$$E\left(\left\{p_{i,n}, p_{nk}^u(\tau), q_n^{(\alpha)}\right\}_{n=1..N}\right) \rightarrow \min, \quad (19)$$

где

$$\begin{aligned} E\left(\left\{p_{i,n}, p_{nk}^u(\tau), q_n^{(\alpha)}\right\}_{n=1..N}\right) = & \sum_{n=1}^N \left( p_{i,n} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} \left( q_k^{(\alpha)} - \right. \right. \\ & \left. \left. q_k^{(\alpha-1)} \right) p_{nk}^u(t - t_{\alpha k}) - p_n(t) \right)^2 + \\ & + w_c \sum_{n=1}^N \sum_{k=1}^{N_k} \text{Curv}(p_{nk}^u(\tau)) + w_q \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} \left( q_k^{(\alpha)} - \tilde{q}_k^{(\alpha)} \right)^2. \end{aligned} \quad (20)$$

Компоненты данной функции:

1.  $\sum_{n=1}^N \left( p_{i,n} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} \left( q_k^{(\alpha)} - q_k^{(\alpha-1)} \right) p_{nk}^u(t - t_{\alpha k}) - p_n(t) \right)^2$  – отвечает за минимизацию расхождений между модельными и историческими данными;

2.  $w_c \sum_{n=1}^N \sum_{k=1}^{N_k} \text{Curv}(p_{nk}^u(\tau))$  – отвечает за минимизацию кривизны переходной реакции (которая отражает диффузионный характер реакции давления на поток скважины);

3.  $w_q \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} \left( q_k^{(\alpha)} - \tilde{q}_k^{(\alpha)} \right)^2$  – отвечает за минимизацию расхождения между модельными и историческими данными скорости (поскольку исторические записи скорости не являются точными на временной шкале отбора проб давления).

Наиболее эффективный метод минимизации указанной целевой функции является гибрид генетических и квазиньютоновых алгоритмов, используемых на многоядерной рабочей станции.

Весовые коэффициенты  $w_c$  и  $w_q$  контрольные вклады от соответствующих компонентов и должны быть откалиброваны по эталонным переходным процессам (вручную или автоматически).

В свою очередь при радиальной деконволюции в линейном приближении пласта, реакция давления на изменяющиеся скорости в скважинах подчиняется уравнению свертки (преобразованный интеграл Дюамеля в дискретном виде) [19]:

$$p_n(t) = p_{0,n} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} \left( q_k^{(\alpha)} - q_k^{(\alpha-1)} \right) p_{nk}^u(t - t_{\alpha k}), \quad (21)$$

где  $p_n(t)$  – давление на  $n$ -ой скважине в момент времени  $t$ ;

$p_{0,n}$  – начальное давление;

$q_k^{(\alpha)}$  – значение дебита в  $\alpha$  переходный отклик скважины  $n$ ;

$p_{nk}^u$  – переходная реакция давления в скважине  $n$  при единичной производительности скважины  $k$ ;

$t_{\alpha k}$  – время реакции в  $\alpha$  переходный отклик скважины  $k$ ;

$N$  – количество скважин в тесте;

$N_k$  – количество переходных процессов в скважине  $k$ .

При этом радиальная деконволюция подчиняется все тем же принципам, что и кросс-скважинная деконволюция, описанная выше, а также в ее основу вложены и основные положения односкважинной деконволюции.

В то же время свертка с точки зрения гидродинамических исследований запишется в виде уравнения притока жидкости к скважине (режим неустановившийся фильтрации сжимаемой жидкости в упругом пласте) [9, 20]:

$$p_w = p_0 - q(t)g(t) = p_0 - \int_0^t q(\tau)g(t - \tau)d\tau = p_0 - \int_0^t q(t - \tau)g(\tau)d\tau, \quad (22)$$

где  $p_w$  – забойное давление;

$p_0$  – пластовое давление в начальный момент времени;

$q(t)$  – дебит скважины;

$g(t)$  – функция отклика.

В случае, работы нескольких скважин, влияющих друг на друга, уравнение притока после применения свертки примет следующий интегральный вид [9, 20]:

$$p_w = p_0 - \int_0^t q_i(\tau) g_i(t - \tau) d\tau - \sum_{l=1}^M \int_0^t q_l(\tau) g_{l,i}(t - \tau) d\tau; l \neq i, \quad (23)$$

где индекс  $i$  соответствует исследуемой скважине, индекс  $l$  – окружающим ее и интерферирующим с ней скважинам;

$M$  – число скважин;

$g_i$  – функция самовлияния  $i$ -й скважины;

$g_{l,i}$  – функция влияния скважины  $l$  на скважину  $i$ .

При определении функции самовлияния и функций влияния следует их представлять в виде суммы элементарных функций, которые характеризующих отдельные режимы фильтрации в пласте. Представим влияние ствола скважины экспонентой, билинейный поток – корнем четвертой степени, линейный поток – квадратным корнем, радиальный поток – логарифмом, а влияние границ – линейной функцией (формула 25).

Забойные давления и дебиты всех скважин – известны. Тогда с помощью метода наилучшего совмещения можно найти коэффициенты модели и тем самым деконволюировать.

Функционал минимизации погрешностей тогда будет выглядеть [9, 8]:

$$\alpha \sum_{n=1}^{NM} (p_{w,i,n}^m - p_{w,i,n}^c)^2 + \beta \sum_{n=1}^{NM} (q_{i,n}^m - q_{i,n}^c)^2 + \gamma \sum_{l=1}^M \sum_{n=1}^{NM} (q_{i,n}^m - q_{i,n}^c)^2 \rightarrow 0; \quad (24)$$

$$l \neq i,$$

где  $n$  – номер замера;

$NM$  – число замеров;

$m$  – замеренное значение;

$c$  – расчетное значение для забойного давления  $p_w$  и модифицированное значение для дебита  $q$ ;  $\alpha, \beta, \gamma$  – весовые коэффициенты.

$$\begin{aligned} p_{w,i}(t) = & p_0 + a_{i,j-1} \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \exp(t - t_{j-1})] + \\ & + b_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1})^4 \sqrt{t - t_{j-1}}] + \\ & + c_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \sqrt{t - t_{j-1}}] + \\ & + d_{i,j-1} \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + \\ & + e_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1})(t - t_{j-1})] + f_i q_{i,N} + \\ & + \sum_{l=1}^M \left\{ \begin{aligned} & a_{li} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \exp(t - t_{j-1})] + \\ & + b_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1})^4 \sqrt{t - t_{j-1}}] + \\ & + c_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \sqrt{t - t_{j-1}}] + \\ & + d_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + \\ & + e_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1})(t - t_{j-1})] + f_{l,1} q_{l,N} \end{aligned} \right\}; l \neq i, \end{aligned} \quad (25)$$

где  $a_i, b_i, c_i, d_i, e_i, f_i, a_{l,i}, b_{l,i}, c_{l,i}, d_{l,i}, e_{l,i}, f_{l,i}$  – коэффициенты модели.

### 3.3 Преимущества и недостатки мультискважинной деконволюции

В ходе анализа метода и на основе всего вышеописанного можно выделить следующие основные преимущества метода:

1. Отсутствие полевых работ. Выгодно с точки зрения экономики. Для применения метода требуются исторические данные замеров дебита и забойного давления, для чего не обязательно останавливать исследуемую скважину;
2. Знание модели фильтрации для выделения реакции не требуется;

3. Достоверное диагностирование интерпретационной модели пласта. Метод инновационный и результаты данного метода при опробовании на реальных промысловых задачах показали наиболее достоверными;

4. Ранняя диагностика осложнений;

5. Иммунист к несистемным ошибкам истории дебитов;

6. Способность оценить переходную характеристику без предварительного знания геометрии залежи;

7. Позволяет оценить и учесть (вычленил) влияние шумов на кривую давления;

8. При известной функции влияния и самовлияния можно отдельно рассчитать реакцию на работу каждой возмущающей скважины с постоянным эквивалентным дебитом, что позволяет построить гладкий диагностический график и, как следствие, проще и достоверно диагностировать интерпретационную модель пласта;

9. Возможно оценить эффективность системы заводнения;

10. Возможно оценить зоны дренирования и зоны остаточной нефтенасыщенности.

Недостатки:

1. Чем больше скважин в исследовании, тем более трудоемкие расчеты и тем больше погрешностей;

2. Датчики ТМС могут стоять не на всех скважинах, что затрудняет использование данного метода;

3. Для точного диагностирования влияния соседних скважин, в самих соседних скважинах должны быть возмущающие изменения режима работы (изменение дебита и забойного давления, изменение режима работы соседних скважин), т.е. если скважины окружающие исследуемую скважину на протяжении «жизни» работали при одном режиме, то их влияние на исследуемую скважину невозможно будет оценить по отдельности;

4. Датчики ТМС не всегда чувствительны и выдают достоверные данные, что затрудняет расчеты по минимизации погрешностей измерения;

5. Метод мультискважинной деконволюции во много раз усложняется при многопластовой системе на месторождении.
6. При нарушении линейности движения флюида в пласте метод не работает.
7. Скин-фактор не должен меняться на протяжении интервала исследования
8. Переходные характеристики не должны меняться с течением времени

### **3.4 Программное обеспечение «Polygon»**

Специально для решения задачи деконволюции было разработано ПО «Polygon», которое позволяет решать задачу относительно огромного массива данных. Программа позволяет решать задачу для ячеек до 15 скважин в окружении, однако чаще всего участки разбиваются на ячейки с меньшим количеством скважин (для оптимизации вычислений и сокращения времени расчета).

В качестве входных данных требуются шахматки по всем участвующим скважинам в исследуемой ячейке, свойства нефти, начальное пластовое давление, геометрия скважины, расположение и координаты скважин на участке. В программе возможно множество операций (ДКВ, МДКВ, вывод погрешностей, моделирование 1Д, 2Д и 2Д+ и т.д.). С помощью данного ПО, технология МДКВ осуществляется в сроки от 5 дней до 2-х недель (зависит от изученности месторождения, количества скважин и человеческого фактора). В следующей главе будут рассмотрены примеры МДКВ в ПО «Polygon».



## **4 Применение мультискважинной деконволюции на нефтяном месторождении**

### **4.1 Оценка межскважинного взаимодействия на участке с добывающими скважинами**

Технологию мультискважинной деконволюции также называют технологией мультискважинного ретроспективного теста (далее по тексту – МРТ) и широкое применение она нашла в 2019 году. Тенденция развития и использования все растет и растет. В качестве примера применимости технологии рассмотрим отчет с результатами работы на месторождении «Х» от сервисной компании ООО «Софойл», которая использует программное обеспечение Polygon, разработанное специально для различных вариаций комплексного исследования МРТ [8]. Скважины участвующие в исследовании: 9812, 9830, 9832, 9835, 912 и 9855. Все скважины добывающие.

В качестве исходных данных предоставлено: исторические данные (дебит и давление) по скважинам в период с 2009 по 2017 года, PVT данные пластового флюида, свойства пласта.

Таблица 1 – Данные PVT пластового флюида

№	Параметр	Аббревиатура	Значение	Единица измерения
1	Температура пласта	T	70-90	°C
2	Начальное пластовое давление	P <sub>i</sub>	520-595	бар
3	Давление насыщения	P <sub>b</sub>	482-574	бар
4	Плотность нефти на поверхности	ρ <sub>o</sub>	800	кг/м <sup>3</sup>
5	Объемный коэффициент нефти	B <sub>o</sub>	1,8-2,3	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>

6	Вязкость нефти	$\mu_o$	0,28-0,48	сПз
---	----------------	---------	-----------	-----

Таблица 2 – Осредненные свойства пласта

№	Параметр	Аббревиатура	Значение	Единица измерения
1	Средняя глубина	$Z_{top}$	5020	м
2	Опорная глубина	$Z$	5050	м
3	Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта	$h_{eff}$	200	м
4	Начальное пластовое давление	$P_i$	520-595	бар
5	Средняя пористость	$\Phi$	0,088	ед.
6	Общая сжимаемость	$c_t$	$2,41 \cdot 10^{-4}$	1/бар

Задачи перед данным исследованием стояли следующие:

1. Восстановить историю пластового давления испытанной скважины 9812;
2. Восстановить историю межскважинного взаимодействия со скважиной 9812;
3. Оценить межскважинную проницаемость между скважиной 9812 и другими скважинами, которые участвуют в исследовании;
4. Оценить скин-фактор и проницаемость в призабойной зоне скважины 9812;
5. Оценить примерное суммарное воздействие скважин, не входящих в исследование на скважину 9812.

#### 4.1.1 История и текущая добыча в районе исследуемого участка

На рисунке 1 представлена история добычи по каждой из скважин, участвующих в исследовании, в период с 2009 года по 2017 года.

На рисунке 1 представлена карта совокупной добычи участка. На рисунке 3 представлена карта текущей добычи нефти на 2017 год.



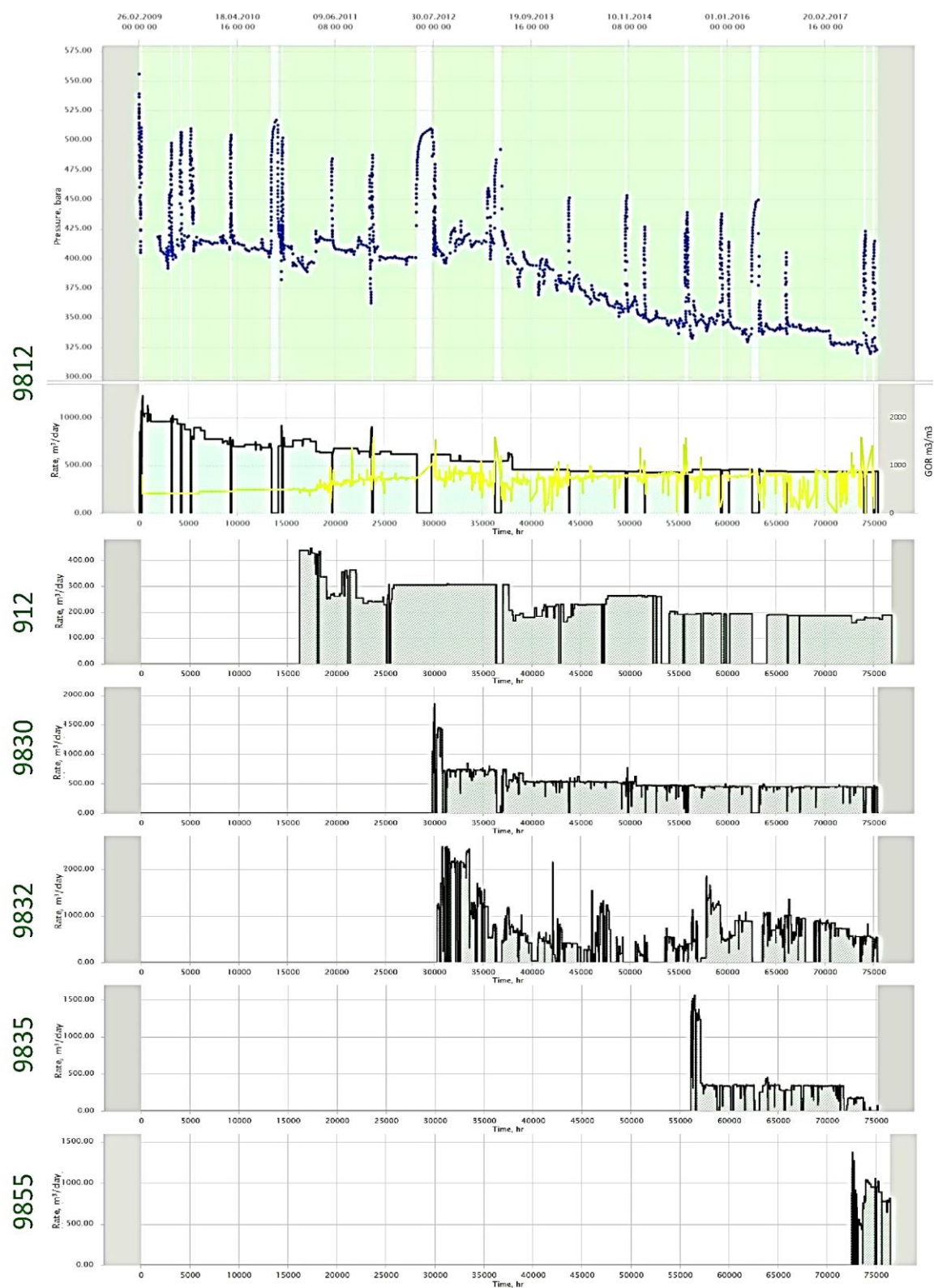


Рисунок 2 – История добычи скважин участка представленная в интерфейсе ПО «Polygon» [8]

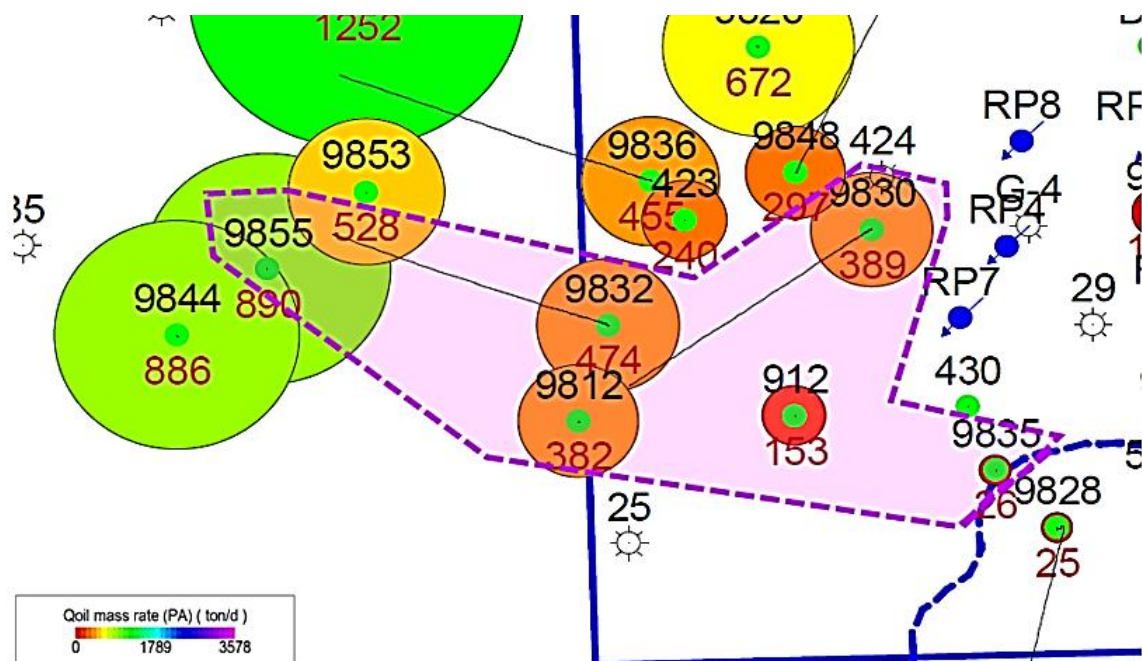


Рисунок 3 – Карта текущей добычи участка, т/сут [8]

## 4.2 Порядок выполнения работ

После того как были получены исходные данные, исполнитель приступает к выполнению работы. Работы на данном участке и целом подразделяются на два этапа. Первый этап – сбор всей необходимой информации (что продемонстрировано в прошлом разделе) и реализация технологии МРТ с помощью ПО «Polygon», а также верификация результатов и корректировка. Второй этап – интерпретация результатов МДКВ с помощью стандартных инструментов интерпретации данных ГДИС и гидропрослушивания.

## 4.3 Первый этап работ

### 4.3.1 Корректировка данных дебитов и давлений

В ПО «Polygon» загружаются данные по замерам дебита и давления, по свойствам пласта и флюида. Предполагается, что линейность движения

флюида не нарушается, скин-фактор постоянен и переходные характеристики, которые получаются в результате обработки данных не изменяются.

В реальных условиях замеры по дебитам и давлениям не всегда могут быть корректными, то есть чаще всего реальные данные сильно зашумлены. Это может происходить по различным причинам (сбой измерительных приборов, преобразователей и т.д.). Чтобы избежать этого исходные данные «подчищают», потому-что метод может выдать некорректные результаты если исходные данные будут содержать в себе погрешности более 10-15%. Таким образом с помощью встроенного функционала ПО «Polygon», который содержит в себе различные методы корректировки данных (метод скользящего окна, метод кусочно-линейного базиса, методы Тихонова, наилучшего совмещения и т.д.), производится очистка от шумов, так, чтобы погрешность не превышала 10 % от нормальных значений. То есть чем больше у нас значений (чем больше длительность замеров), тем легче производить корректировку, тем более достоверными будут результаты.

#### **4.3.2 Операция первичной деконволюции**

Данный этап работ нужен для того, чтобы в дальнейшем провести операцию кросс-валидации и уточнить правильность выбранных ранее весов деконволюции (вес на кривизну, вес на измерения давления, вес на измерение дебитов). Из истории давлений или дебитов каждой скважины вырезается известный участок, содержащий в себе какие-либо изменения во времени, так чтобы программа не принимала его в расчет, далее проводится первичная операция деконволюции и выводятся результаты на экран. Оценивается правильность выбранных весов, вид матрицы переходных характеристик и схожесть модельной истории дебитов и давлений, на участках, которые были вырезаны ранее, с фактическими значениями. Оценивается среднеквадратичная ошибка между модельными значениями и фактическими.

Первичная операция деконволюции проводится до тех пор, пока среднеквадратичная ошибка не примет значения  $R^2 \geq 0,98$ . В данном случае при корректировке и выборе весов деконволюции применяются методы: итерации; метод субъективных соображений.

### 4.3.3 Операция деконволюции

После верификации правильности весовых коэффициентов проводится основная операция деконволюции.

Таким образом для данного исследования были выбраны следующие веса:  $w_c = 10; w_q = 1$ . Результаты корректировки и кросс-валидации для исследуемой скважины показаны на рисунке 4.

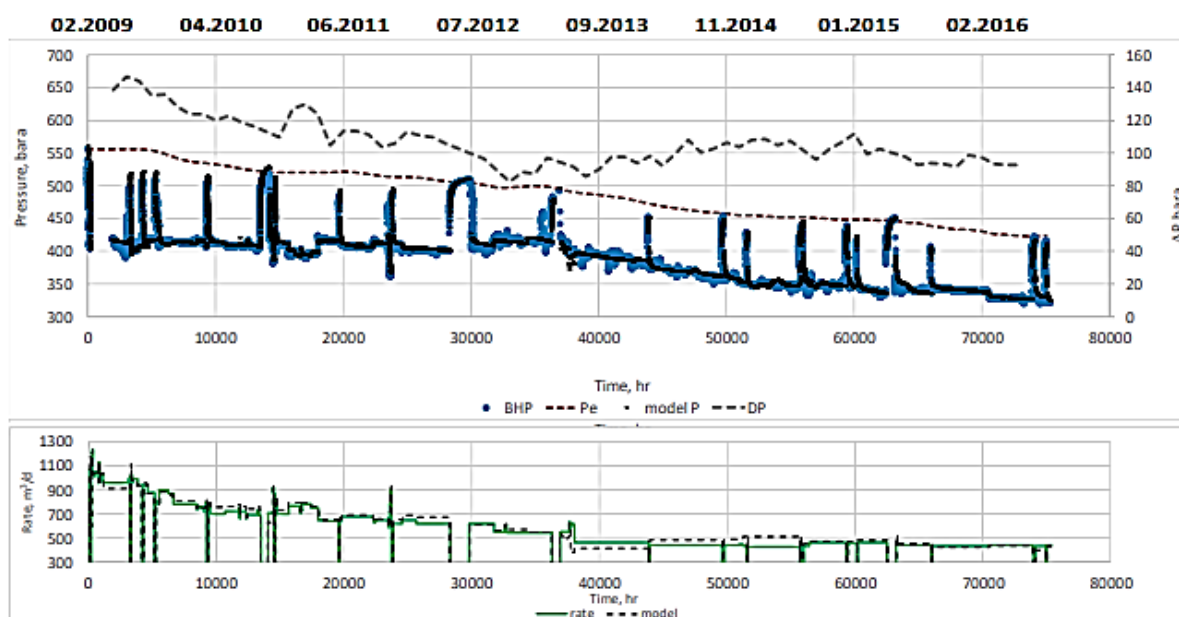


Рисунок 4 – Скорректированная история скважины 9812 (зеленая линия – реальные замеры, серая линия – модельные значения) [8]

Так по результатам поправок получилось:

1. Среднеквадратичное отклонение дебитов –  $12,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ , что составляет 2,07%;
2. Среднеквадратичное отклонение давлений – 9 бар, что составляет 1,06%.



Это означает, что данные были зарегистрированы относительно точно для скважины 9912.

Полученные значения удовлетворяют выполнению технологии. Далее проводится операция МДКВ. В результате получаем деконволюированную историю изменения давления с учетом отдельного влияния скважин 9855, 9835, 9830, 912 и 9832 (рисунок 5), историю пластового давления вокруг скважины 9812 (рисунок 6), диагональную переходная характеристика (ДПХ) (функция, представляющая реакцию забойного давления на единичный дебит скважины) (рисунок 7), индикаторную диаграмму скважины 9812 (рисунок 8), график коэффициента продуктивности (рисунок 9), переходные характеристики интервалов 9830-9812 (рисунок 10), 9832-9812 (рисунок 11), 9855-9812 (рисунок 12) и 912-9812 (рисунок 13) (данные ПХ выбраны как наиболее важные).

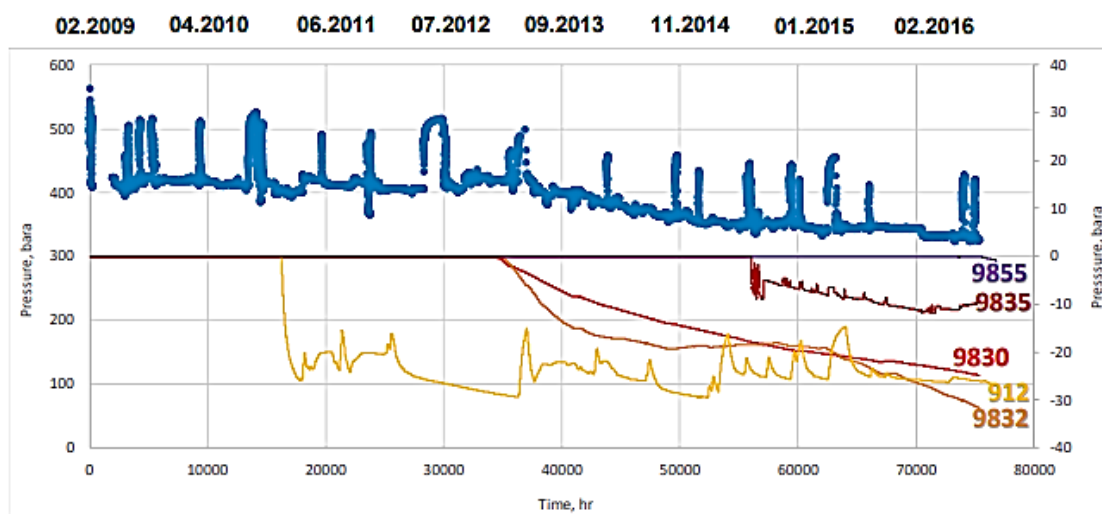


Рисунок 5 – Вычлененное влияние скважин 9855, 9835, 9830, 912 и 9832 на целевую скважину [8]



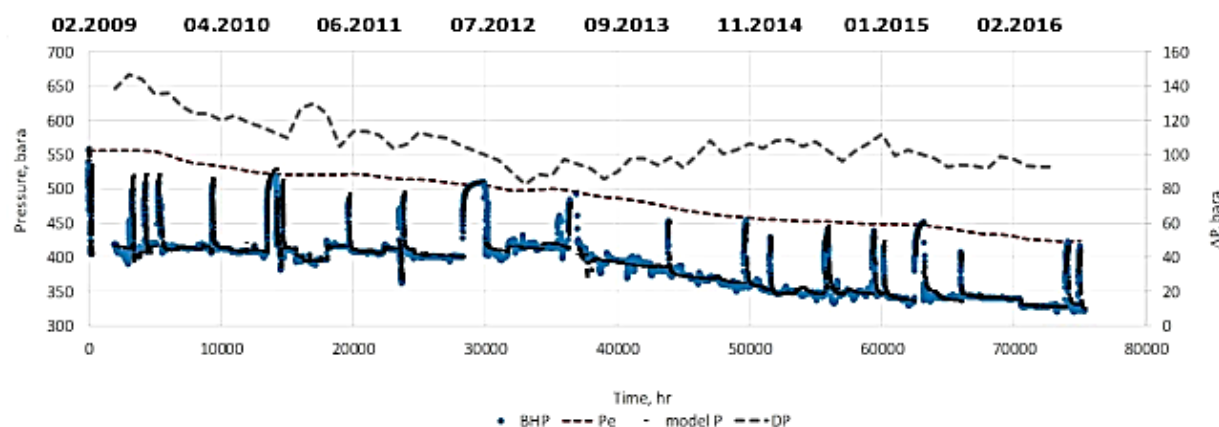


Рисунок 6 – История изменения пластового давления вокруг скважины 9812, восстановленная с помощью МДКВ [8]

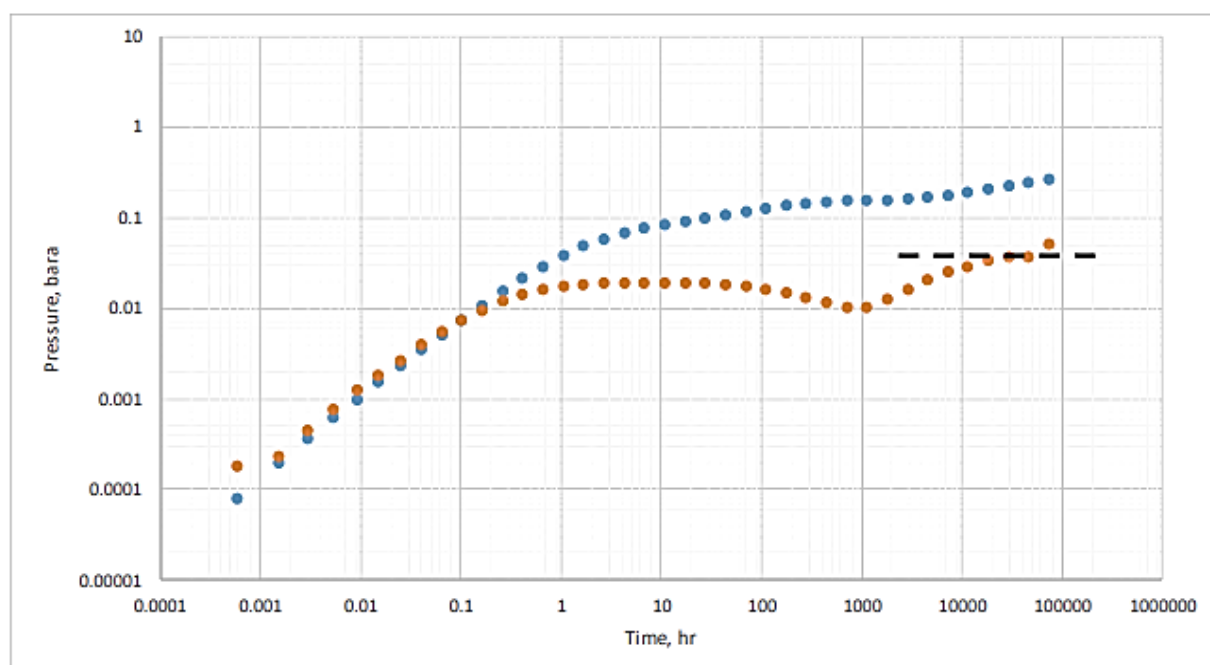


Рисунок 7 – Диагональная переходная характеристика/переходная характеристика скважины 9812, диагностический график, построенный за все время работы скважины без учета влияния соседних скважин (предварительно указан участок, характеризующий радиальный приток скважины) [8]

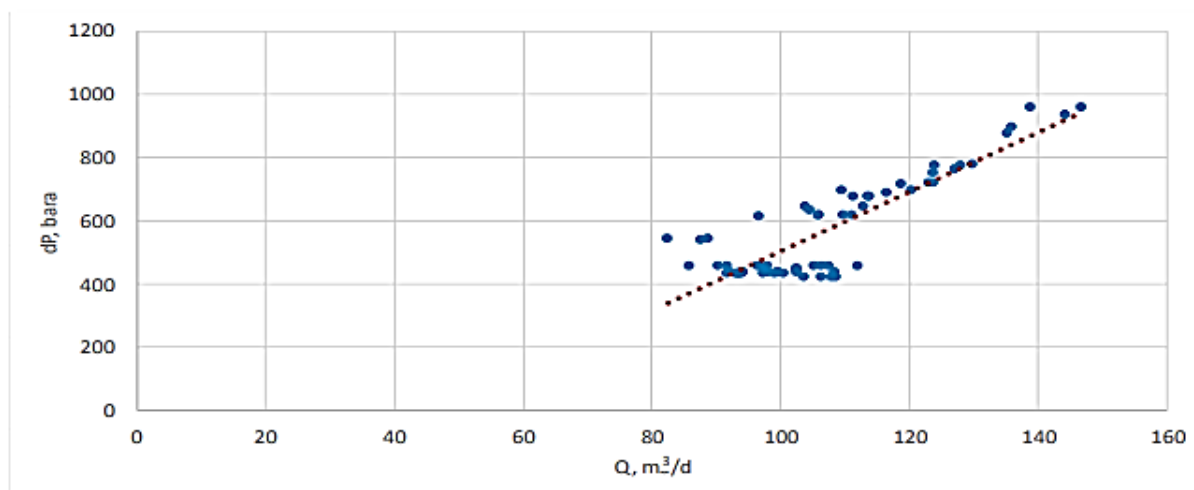


Рисунок 8 – Индикаторная диаграмма скважины 9812 [8]

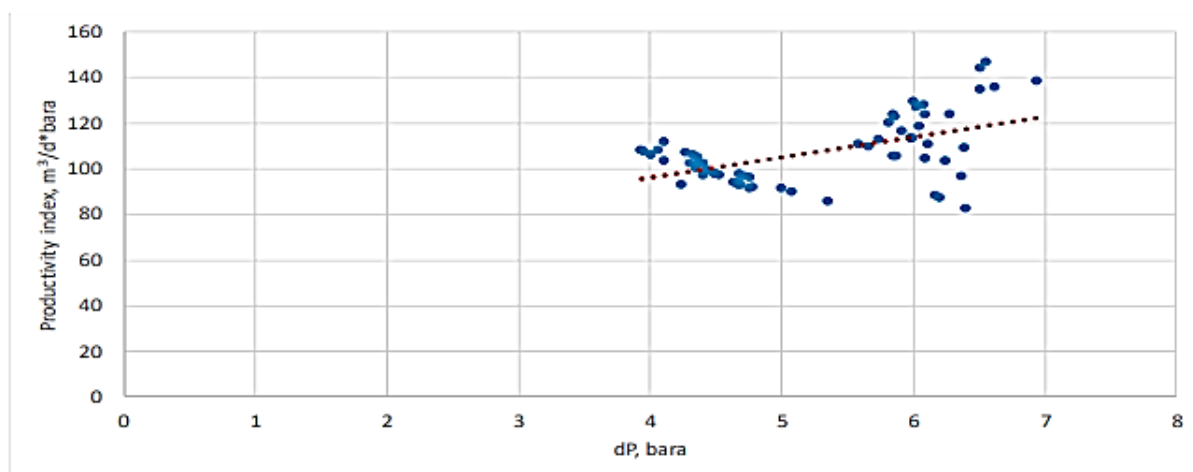


Рисунок 9 – График зависимости продуктивности скважины от изменения давления [8]

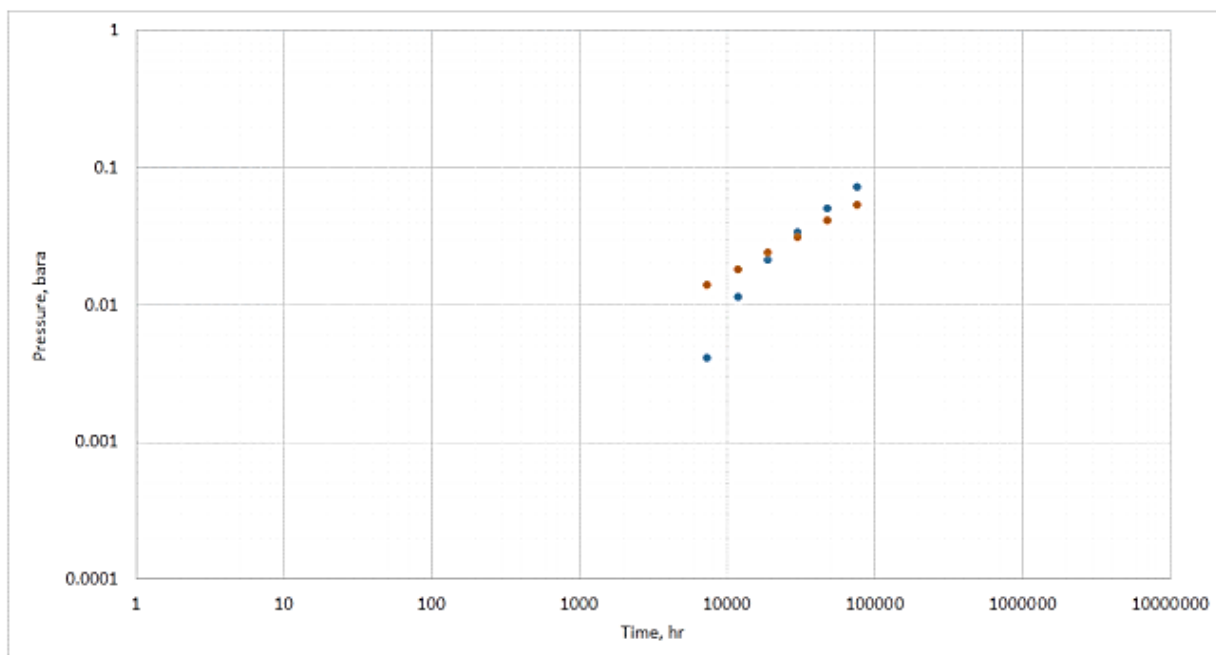


Рисунок 10 – График ПХ интервала 9830-9812 [8]

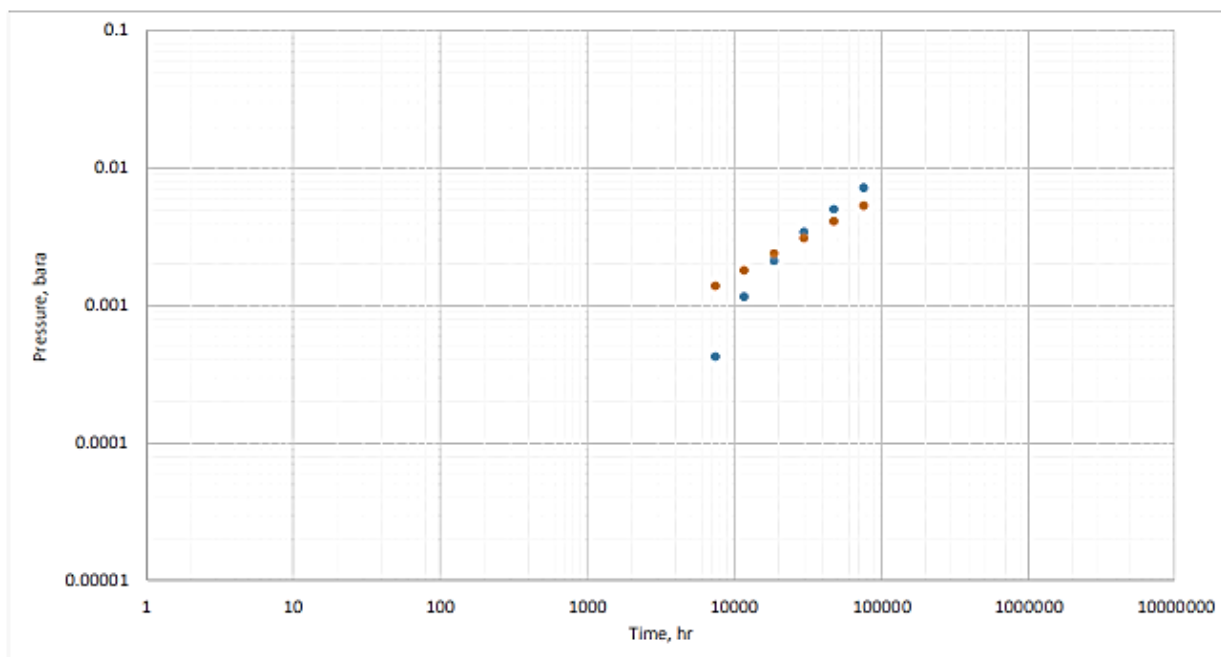


Рисунок 11 – График ПХ интервала 9832-9812 [8]

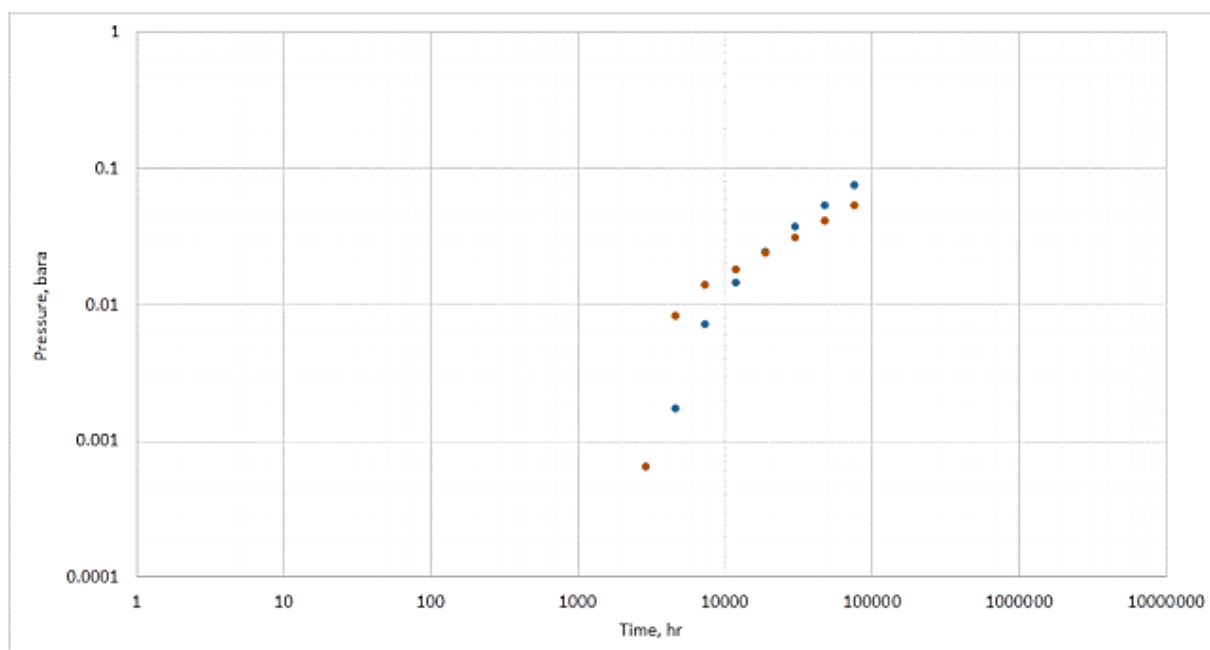


Рисунок 12 – График ПХ интервала 9855-9812 [8]

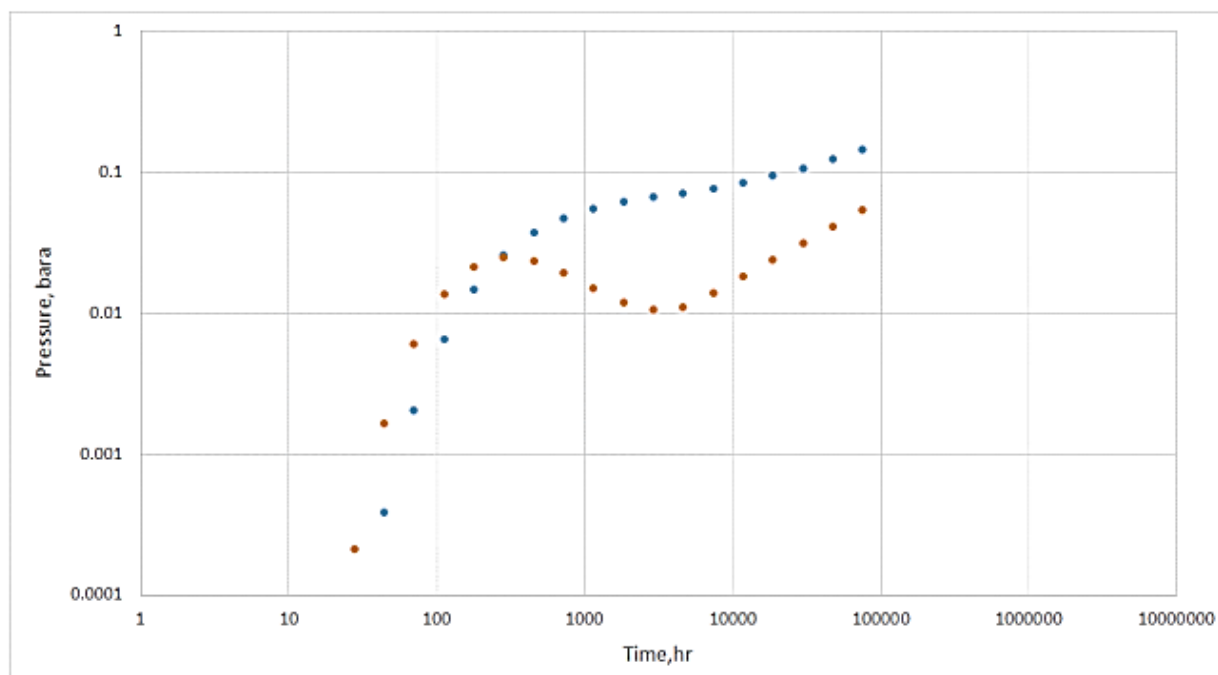


Рисунок 13 – График ПХ интервала 912-9812 [8]

## 4.4 Второй этап работ

### 4.4.1 Интерпретация результатов МДКВ

На данном этапе производится интерпретация данных МДКВ, то есть интерпретация переходных характеристик интервала и скважины (чаще всего либо прямым методом, либо типовыми кривыми, либо с помощью программного обеспечения по интерпретации данных ГДИС и гидропрослушивания). Скважина горизонтальная.

Для начала определим параметры диффузионной модели пласта, с помощью интерпретации ДПХ скважины 9812. На рисунке 14 показано совмещение кривой диффузионной модели и результатов МДКВ.

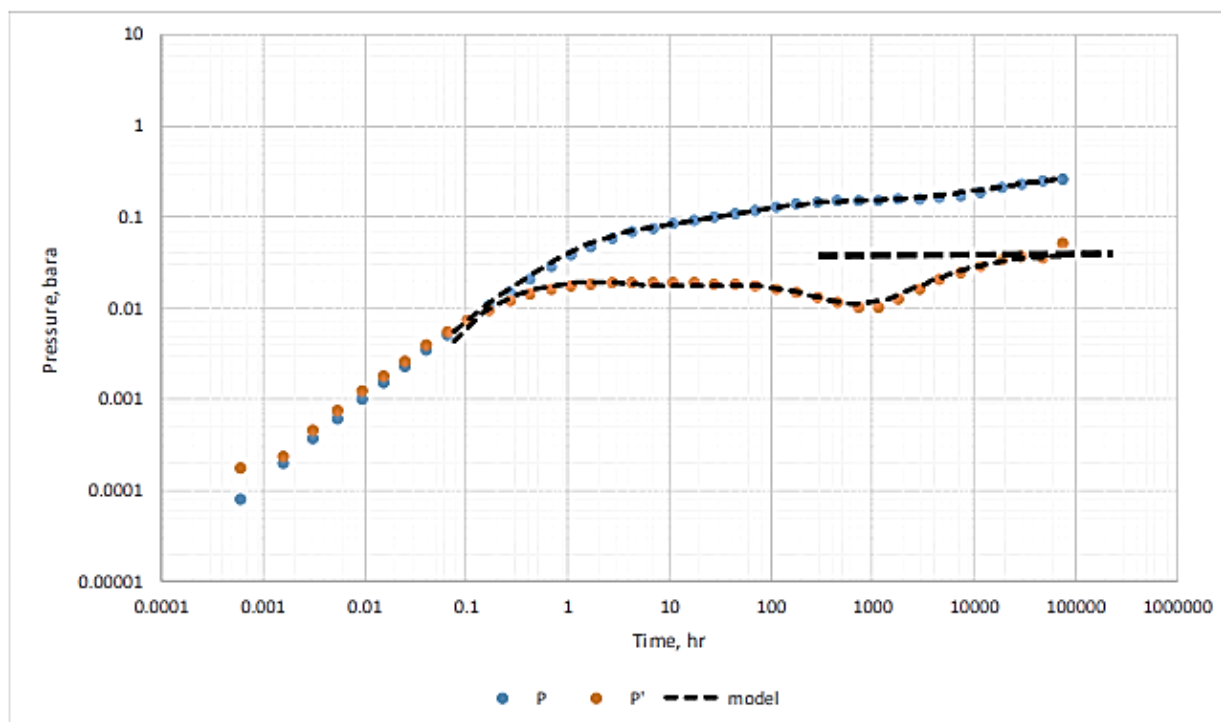


Рисунок 14 – совмещенный график подобранной диффузионной модели для горизонтальной скважины 9812 с переходной характеристикой скважины [8]

Таким образом модель соответствует горизонтальной скважине для бесконечного неоднородного пласта (таблица 3).

Таблица 3 – Параметры, определенные по ПХ скважины (верно)

Параметр	Значение
Гидропроводность, (мД·м/сП)	485,1
Скин-фактор	-6,94
Проницаемость, (мД)	0,79
Продуктивность, (м <sup>3</sup> /(сут·бар))	4,24
Пластовое давление на 02.10.2017, (бар) (на 5050 м)	429,3
Забойное давление, бар	325,9

Для сравнения рассмотрим стандартную интерпретацию без участия корректировки и контроля качества МДКВ. На рисунке 15 представлена стандартный переходный анализ для скважины 9812 и в таблице 4 параметры, определенные по данной модели.

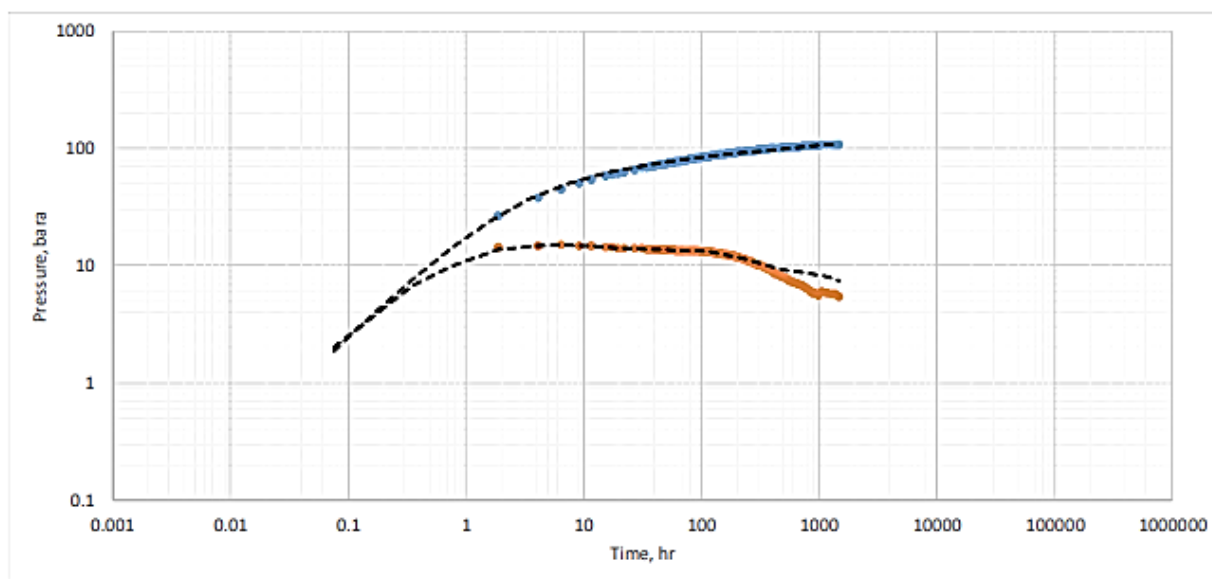


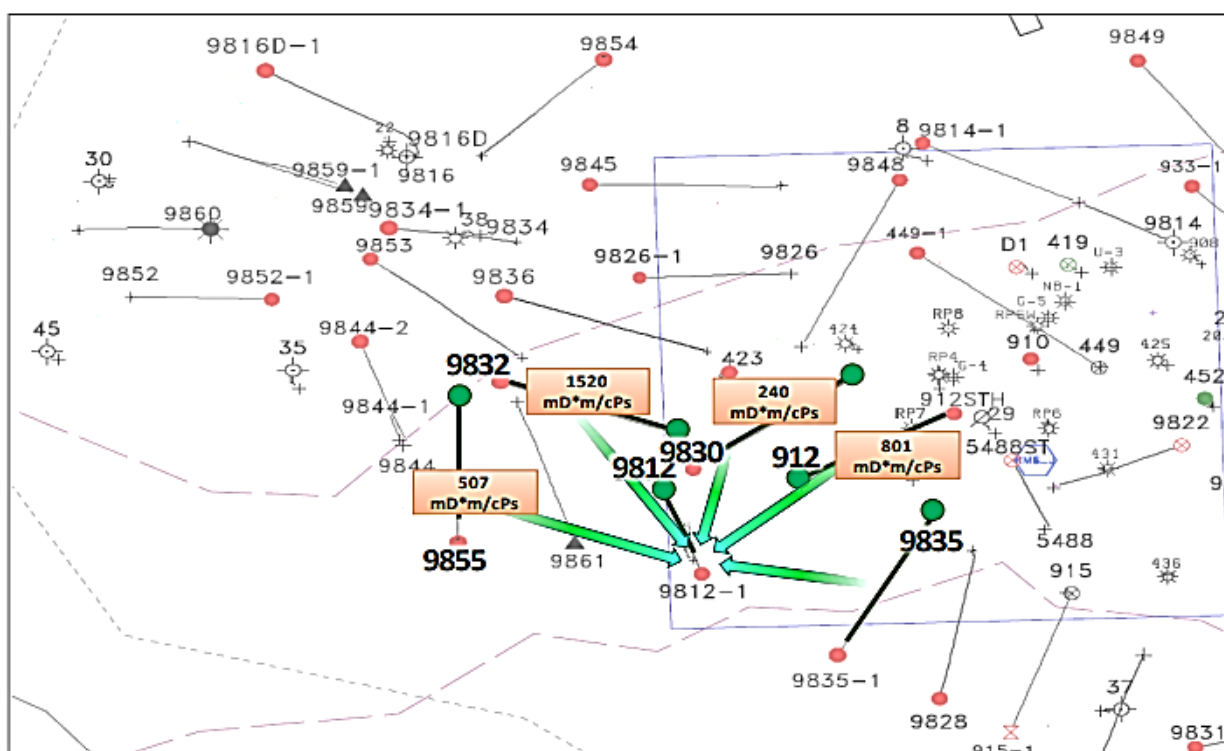
Рисунок 15 – Обычный анализ log-log графика [8]

Таблица 4 – Параметры, определенные по ПХ скважины (неверно)

Параметр	Значение
Гидропроводность, (мД·м/сП)	428
Скин-фактор	-6,5



Гидропроводность в направлении исследуемой скважины указана на рисунке 17, а накопленные и текущие влияния скважин 9832, 9830, 912, 9835, 9812 и 9855 на скважину 9812, которые получились по результатам МДКВ, а именно, по интерпретации ПХ интервалов (рисунки 9-13) изображены на рисунках 18-19.



скважины 9812 (мД·м/сПз) [8]





В качестве представления результатов также представим таблицы с указанием найденных параметров (таблица 4-5).

Таблица 4 – Описание интерференции скважин и межскважинной проницаемости

№	Интервал	Суммарное воздействие $\delta P^*$ , бар	Текущее воздействие (последний месяц исследования) $\delta P$ , бар/мес	Гидропроводность $\sigma$ , мД·м/сПз
1	9830→9812	-24,8	- 0,32	240
2	9832→9812	- 31,7	- 0,82	1520
3	9835→9812	- 9,6	- 0,38	-
4	912→9812	- 26,8	- 0,49	801
5	9855→9812	- 0,88	- 0,43	507

\* -  $\delta P = \frac{dP}{dt} \Big|_{q=q(t)}$  - вмешательство скважины (ежемесячные изменения давления из-за влияния соседней скважины).

Таблица 5 – Начальное/текущее пластовое давление на глубине 5050 м в зоне дренирования скважины 9812

Начальное давление	556 бар (02.2009)
Текущее пластовое давление	429,3 бар (10.2017)
Дальнейшая тенденция	Снижение

#### 4.5 Выводы по участку

В результате проведения технологии МДКВ на участке была восстановлена история пластового давления в зоне дренирования скважины 9812, которое в начале разработки принимало значение 556 бар, а на конец исследования снизилось до значения 429,3 бар. По таблице 4 видно, что наибольшее воздействие на снижение давления произвела скважина 9831 (- 31,7 бар за весь период, что в 1,03 раза больше влияния скважины 9812 самой

на себя -32,92 бар), которая снижает давление в районе исследуемой скважины на -0,82 бар/месяц. В данном интервале (9832-9812) замечена наибольшая гидропроводность (1520 мД·м/сПа). Таким образом можно сказать, что в данном интервале возможны высокопроницаемые геолого-литологические нарушения.

Показатель продуктивности скважины был относительно постоянным во время испытания до 05.2013 г. и составил около 6,1 м<sup>3</sup>/(сут·бар). При снижении забойного давления на 10.2017 индекс продуктивности скважины снизился до значения 4,4 м<sup>3</sup>/(сут·бар). Это может быть связано с повреждением пласта или выделением растворенного газа возле ствола скважины из-за падения забойного давления.

Был оценен скин-фактор и он равен -6,94 (что соответствует хорошей проницаемости в ПЗП горизонтальной скважины), также оценена проницаемость в районе зоны дренирования (0,79 мД). Пласт – однородный, бесконечный.

Как говорилось ранее тенденция снижения давления растёт, давление падает ниже давление насыщения, что вызывает выделение газа в призабойной зоне скважины, а это в свою очередь может привести к дополнительным осложнениям при эксплуатации скважины и дальнейшему снижению коэффициента продуктивности. Для поддержания эффективной разработки участка требуется дополнительно изучить интервал 9832-9812, а именно геологическое строение в данном интервале и причины высокой гидропроводности. Также рекомендовано рассмотреть возможность организации системы поддержания давления, для чего требуется провести дополнительные исследования, чтобы определить наиболее подходящие скважины для нагнетания воды. Данные исследования возможны с помощью технологии МДКВ, только в качестве исследуемых скважин выбирать последовательно возможные скважины для ППД на участке. ППД вполне может увеличить количество извлекаемой нефти.

#### 4.6 Оценка межскважинного взаимодействия на участке с добывающими скважинами и нагнетательными

В качестве примера применимости технологии на участке с добывающими и нагнетательными рассмотрим отчет с результатами работы на месторождении «Х» ООО «Салым Петролеум» от сервисной компании ООО «Софойл», которая использует программное обеспечение Polygon, разработанное специально для различных вариаций комплексного исследования МРТ.

Скважины участвующие в исследовании: 7794, 5798 – добывающие; 5794, 5791, 5798 – нагнетательные скважины.

В качестве исходных данных предоставлено: исторические данные (дебит и давление) по скважинам в период с 2015 по 2017 года, PVT данные пластового флюида, свойства пласта.

Таблица 6 – Данные PVT пластового флюида

№	Параметр	Аббревиатура	Значение	Единица измерения
1	Температура пласта	T	70	°C
2	Плотность воды	$\rho_o$	1007	кг/м <sup>3</sup>
3	Вязкость воды	$\mu_o$	0,4	сПз
4	Плотность нефти на поверхности	$\rho_o$	874	кг/м <sup>3</sup>
5	Объемный коэффициент нефти	$B_o$	1,12	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
6	Вязкость нефти	$\mu_o$	2	сПз

Таблица 7 – Осредненные свойства пласта

№	Параметр	Аббревиатура	Значение	Единица измерения
---	----------	--------------	----------	-------------------

1	Эффективная мощность пласта	$h_{\text{eff}}$	200	м
2	Начальное пластовое давление	$P_i$	-	бар
3	Средняя пористость	$\Phi$	0,2	ед.
4	Общая сжимаемость	$c_t$	$4,26 \cdot 10^{-5}$	1/бар

Задачи перед данным исследованием стояли следующие:

1. Восстановить историю пластового давления испытанной скважины 7794;
2. Восстановить историю межскважинного взаимодействия со скважиной 7794;
3. Оценить межскважинную проницаемость между скважиной 7794 и другими скважинами, которые участвуют в исследовании;
4. Оценить скин-фактор и проницаемость в призабойной зоне скважины 7794;
5. Оценить примерное суммарное воздействие скважин, не входящих в исследование на скважину 7794.

#### 4.6.1 История и текущая добыча в районе исследуемого участка

На рисунке 20 представлена история добычи по каждой из скважин, участвующих в исследовании, в период с 2015 года по 2017 года.

По графику видно, что скважина 7794 работает с 2015 года. Дебит скважины в период с 2015 по 2016 до остановки постепенно снижался со 100 м<sup>3</sup>/сут до 78 м<sup>3</sup>/сут, после запуска с 2016 по 2017 года дебит увеличился и на момент исследования составил 300 м<sup>3</sup>/сут. Обводненность скважинной продукции с 2016 года после запуска скважины начала стремительно расти и на момент исследования поднялась до значения 60-80 % это представлено на рисунке 21, так же следует заметить, что после запуска в 2016 начало

стремительно расти давление до аномальных значений относительно скважины, то есть до 160 бар, что вынудило значительно увеличить дебит скважины (рисунок 21). Скважина 5791 была запущена в работу в середине 2015 года с дебитом 140 м<sup>3</sup>/сут проработала несколько месяцев и была остановлены. Позже она же была запущена в декабре 2015 года в качестве нагнетательной скважины с дебитом 350-400 м<sup>3</sup>/сут. Скважина 5798 незначительные промежутки времени была добывающей, но вскоре в конце 2016 была запущена в работу, как нагнетательная с дебитом 500. Скважина 5791 была запущена в работу в середине 2015 года с дебитом 140 м<sup>3</sup>/сут проработала несколько месяцев и была остановлены. Позже она же была запущена в декабре 2015 года в качестве нагнетательной скважины с дебитом 350-400 м<sup>3</sup>/сут., который со временем снижался. Скважина 5794 была запущена в работу в начале 2015 года, на момент исследования дебит скважины составил 800 м<sup>3</sup>/сут.

На рисунке 20 представлена карта совокупной добычи участка. На рисунке 22 представлена карта текущей добычи нефти на 2017 год.

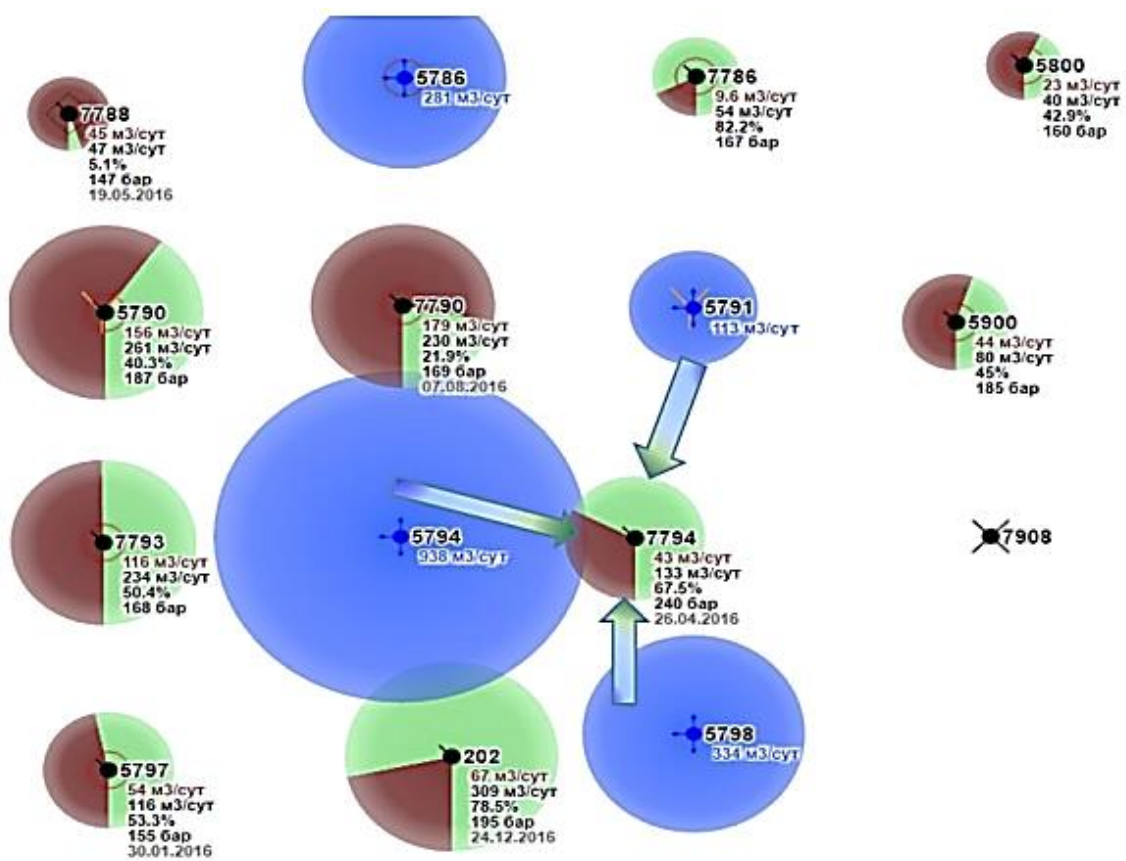


Рисунок 20 – Карта участка [8, 9]

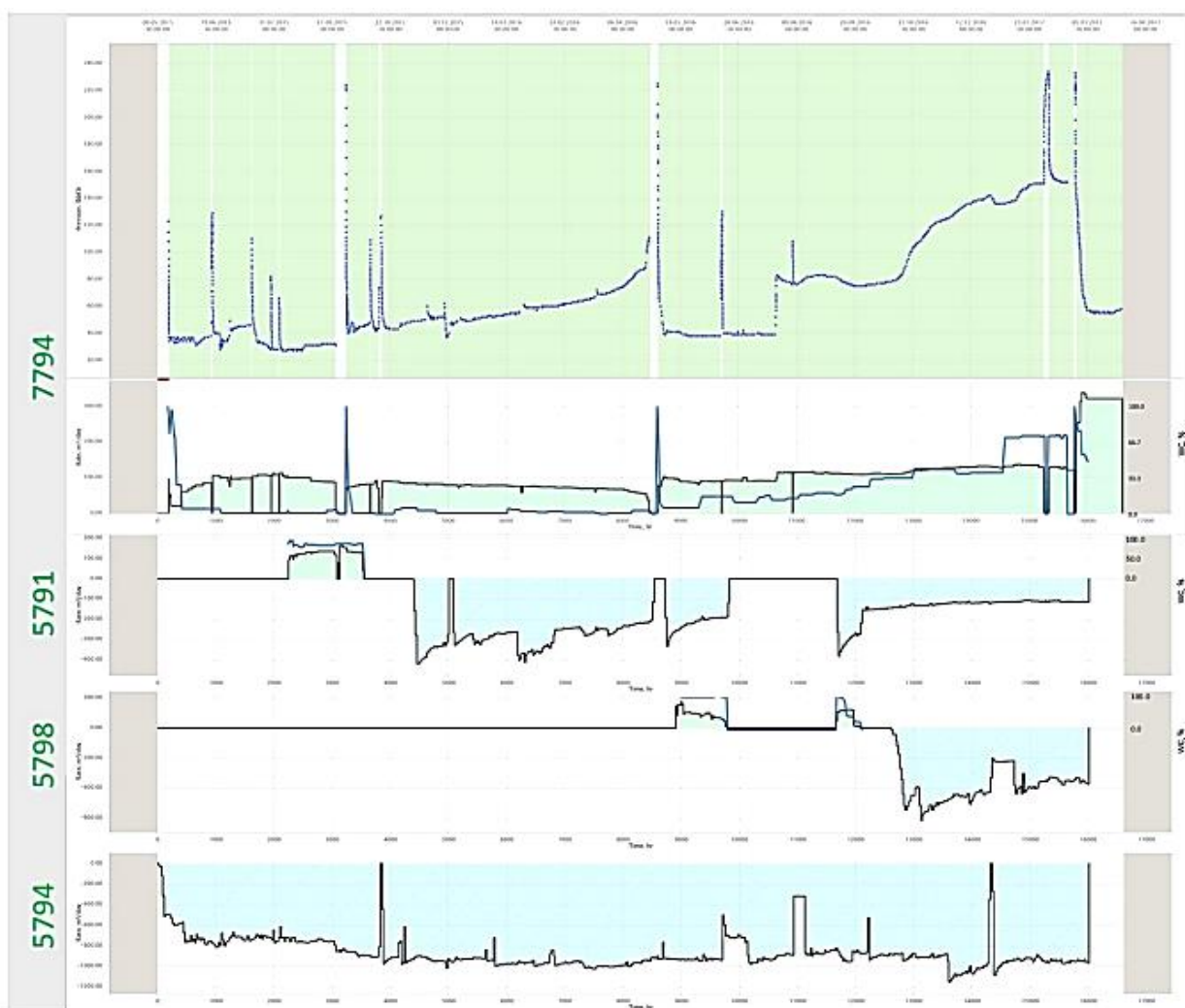


Рисунок 21 – История добычи скважин участка представленная в интерфейсе ПО «Polygon» [8, 9]



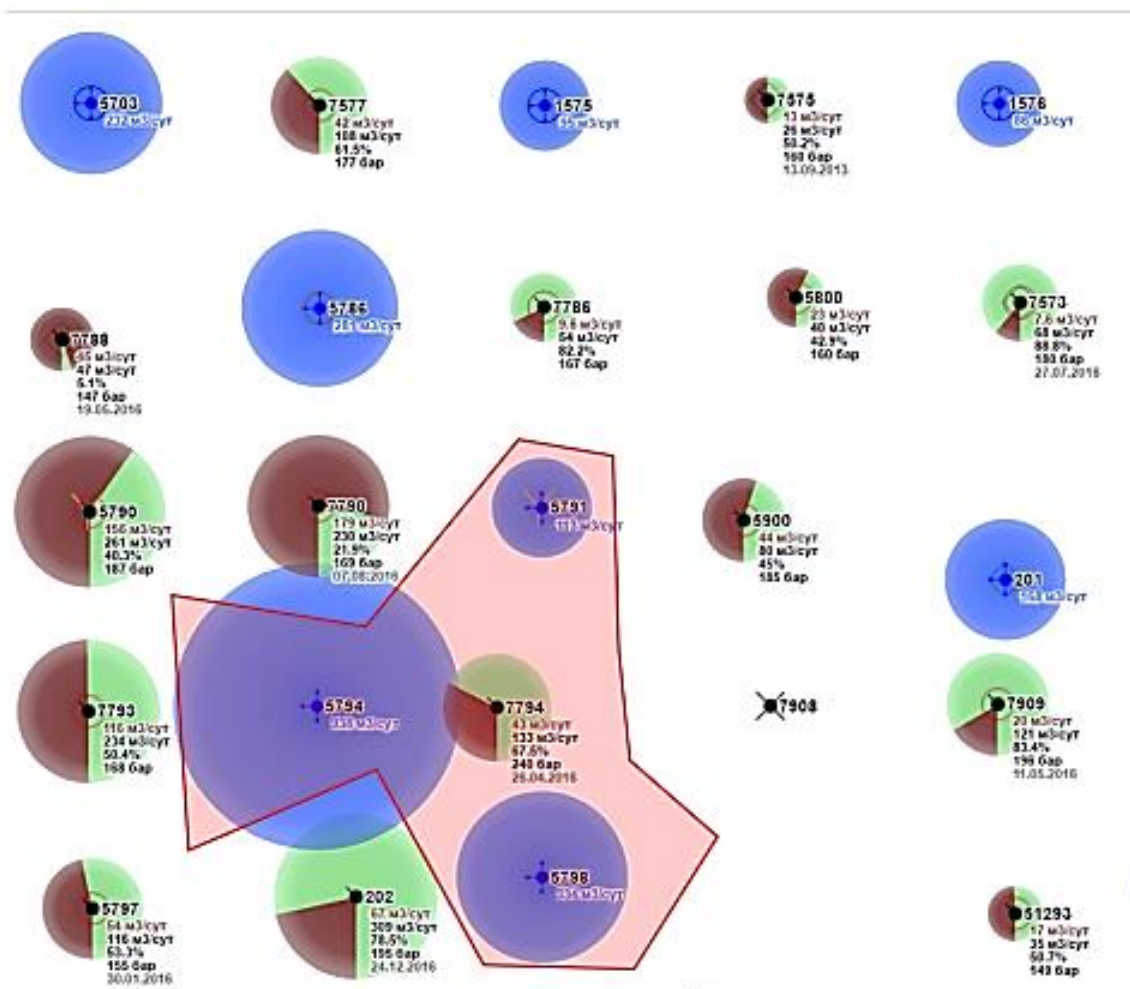


Рисунок 22 – Карта текущей добычи (в красном контуре обозначен исследуемый участок) [8, 9]

## 4.7 Первый этап работ

На данном участке порядок работ идентичен порядку работ, который описан в прошлом разделе, поэтому на порядке далее заикливаться не будем.

### 4.7.1 Операция деконволюции

Для данного исследования были выбраны следующие веса:  $w_c = 10$ ;  $w_q = 1$ . Результаты корректировки и кросс-валидации для исследуемой скважины показаны на рисунке 23.

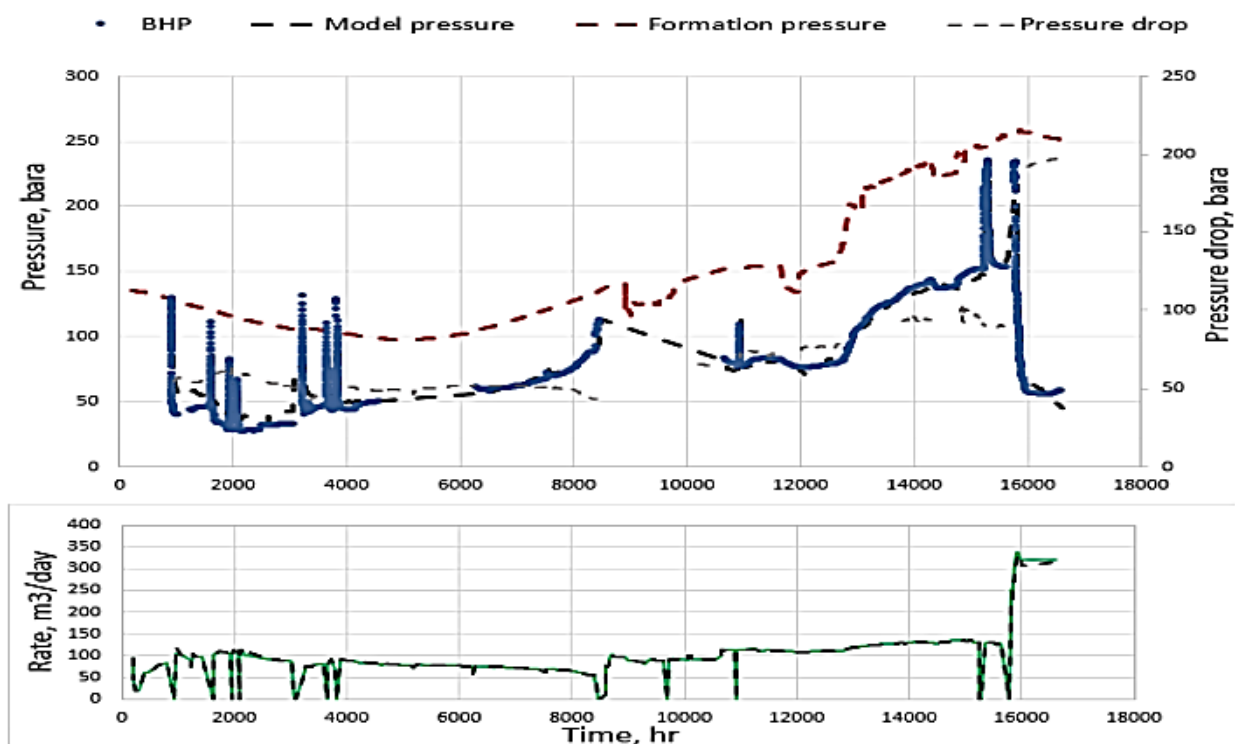


Рисунок 23 – Скорректированная история скважины 7794 (зеленая линия – реальные замеры, серая линия – модельные значения) [8, 9]

Так по результатам поправок получилось:

1. Среднеквадратичное отклонение дебитов – 2 м³/сут, что составляет 1,07%;
2. Среднеквадратичное отклонение давлений – 9 бар, что составляет 6,06%.

Это означает, что данные были зарегистрированы относительно точно для скважины 7794.

Полученные значения удовлетворяют выполнению технологии. В результате получаем деконволюированную историю изменения давления с учетом отдельного влияния скважин 7794, 5798, 5794, 5791, 5798 (рисунок 24), историю пластового давления вокруг скважины 7794 (рисунок 25), диагональную переходная характеристика (ДПХ) (рисунок 26), индикаторную диаграмму скважины 7794 (рисунок 27), график коэффициента продуктивности (рисунок 28), переходные характеристики интервалов (рисунок 29-30).

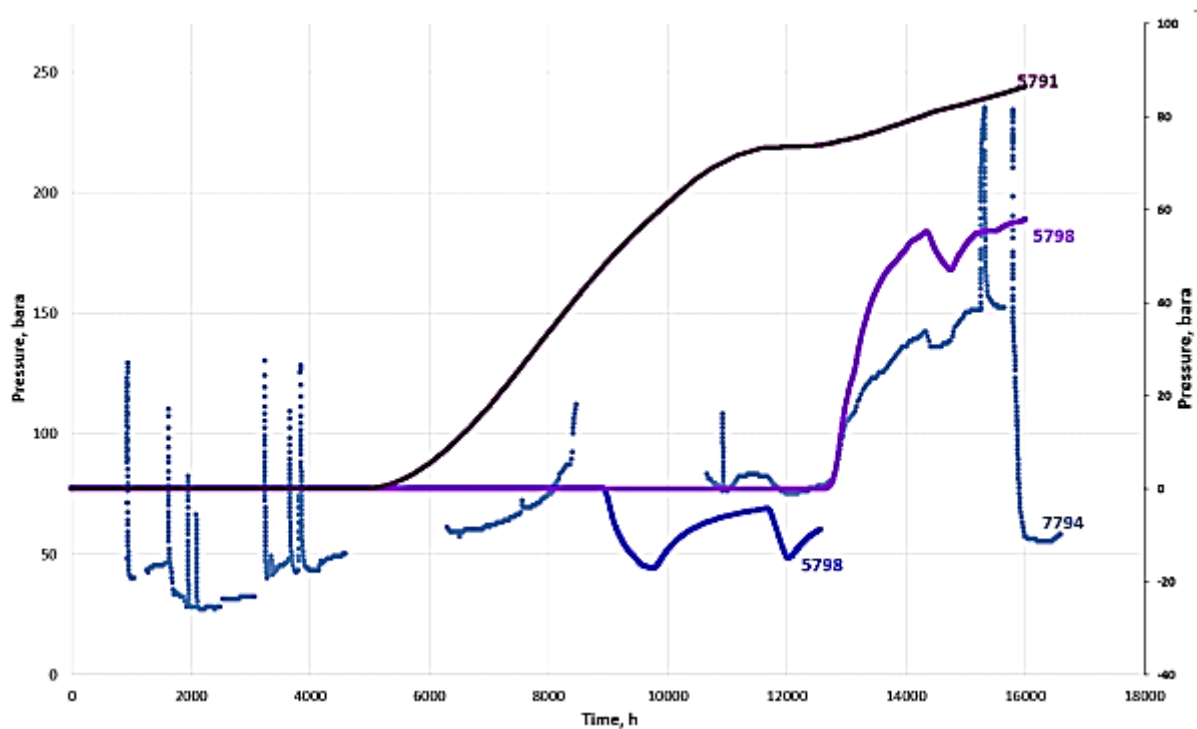


Рисунок 24 – Вычлененное влияние скважин 9855, 9835, 9830, 912 и 9832 на целевую скважину [8, 9]

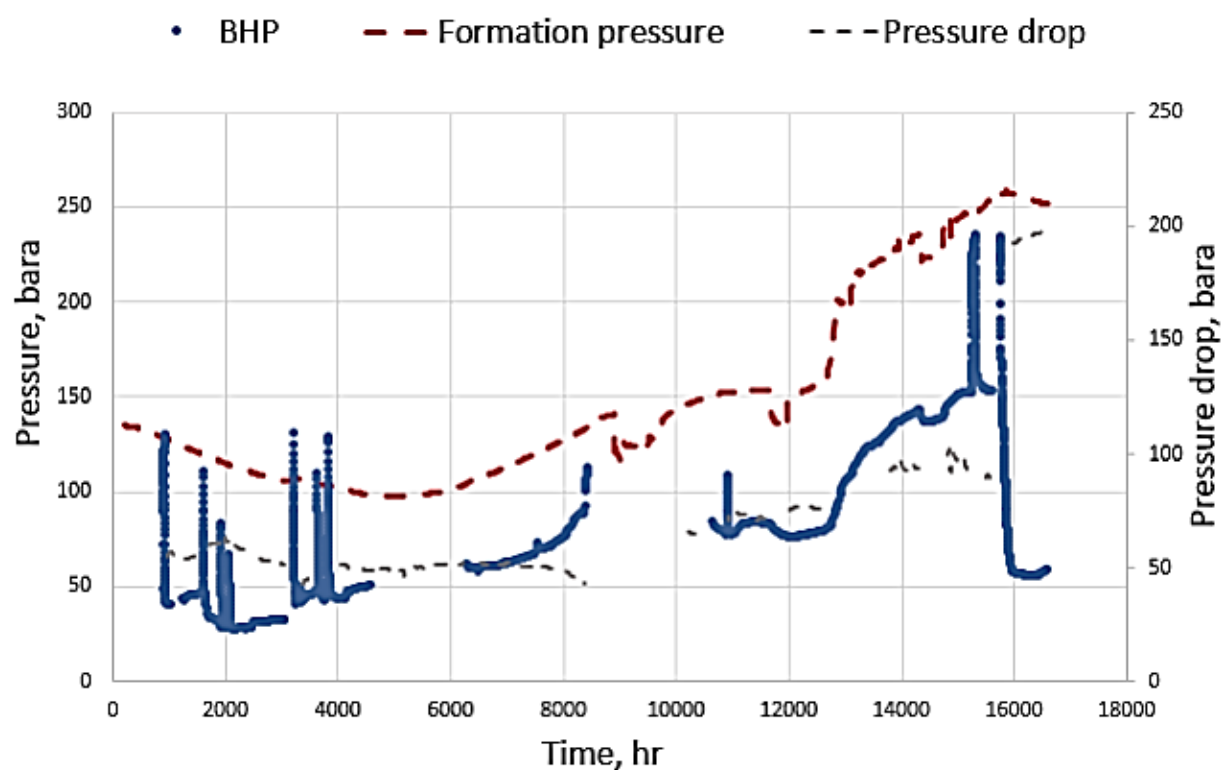


Рисунок 25 – История изменения пластового давления вокруг скважины 7794, восстановленная с помощью МДКВ [8, 9]

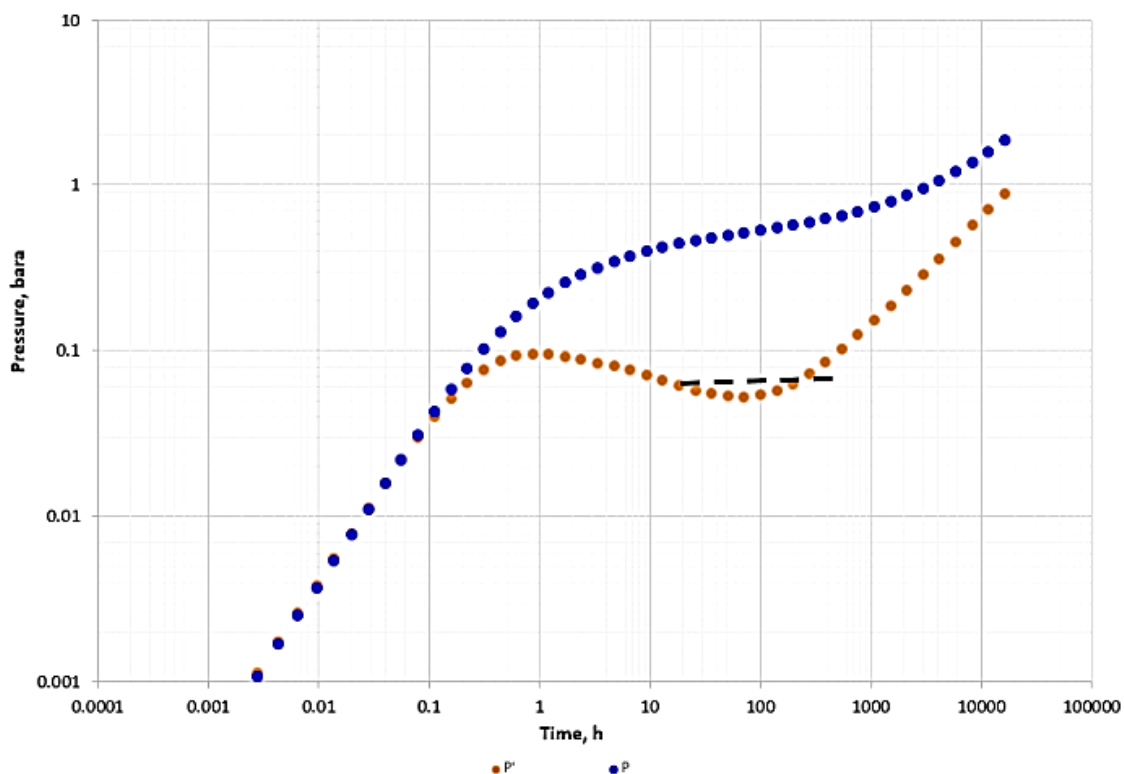


Рисунок 26 – Диагональная переходная характеристика/переходная характеристика скважины 7794, диагностический график, построенный за все время работы скважины без учета влияния соседних скважин (предварительно указан участок, характеризующий радиальный приток скважины) [8, 9]

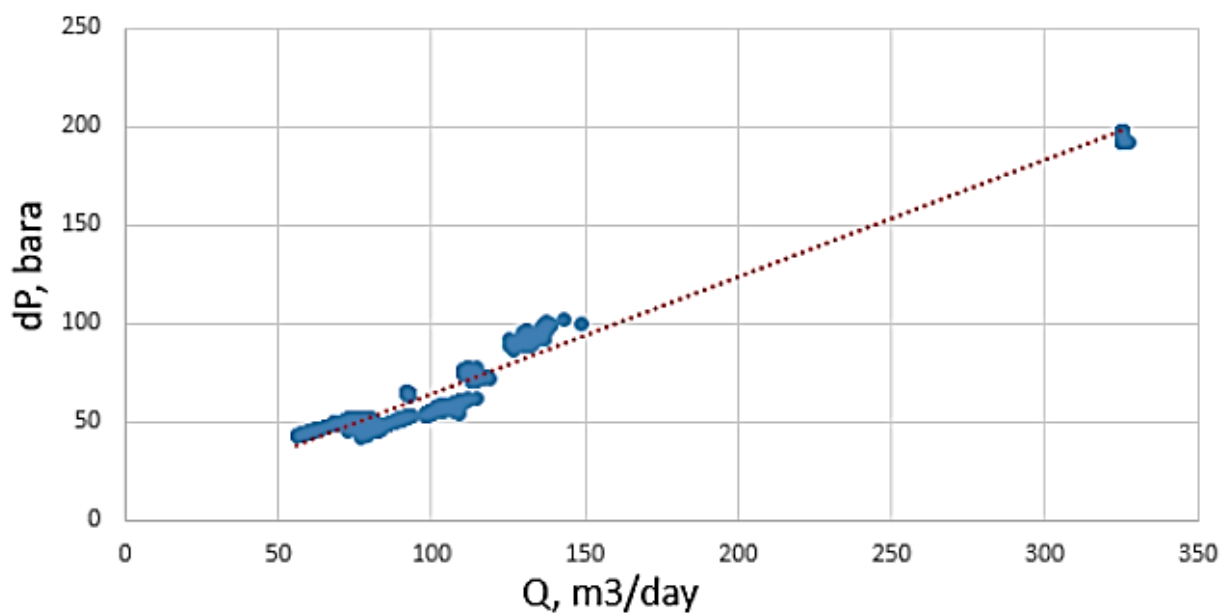


Рисунок 27 – Индикаторная диаграмма скважины 7794 [8, 9]

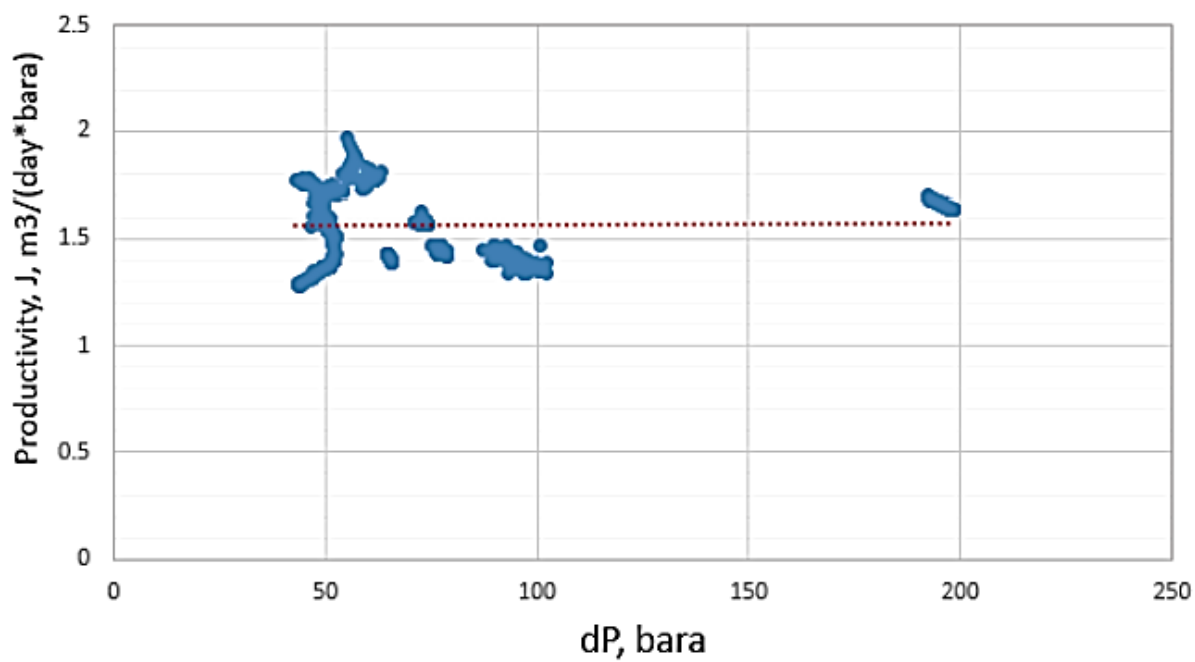


Рисунок 28 – График зависимости продуктивности скважины от изменения давления [8, 9]

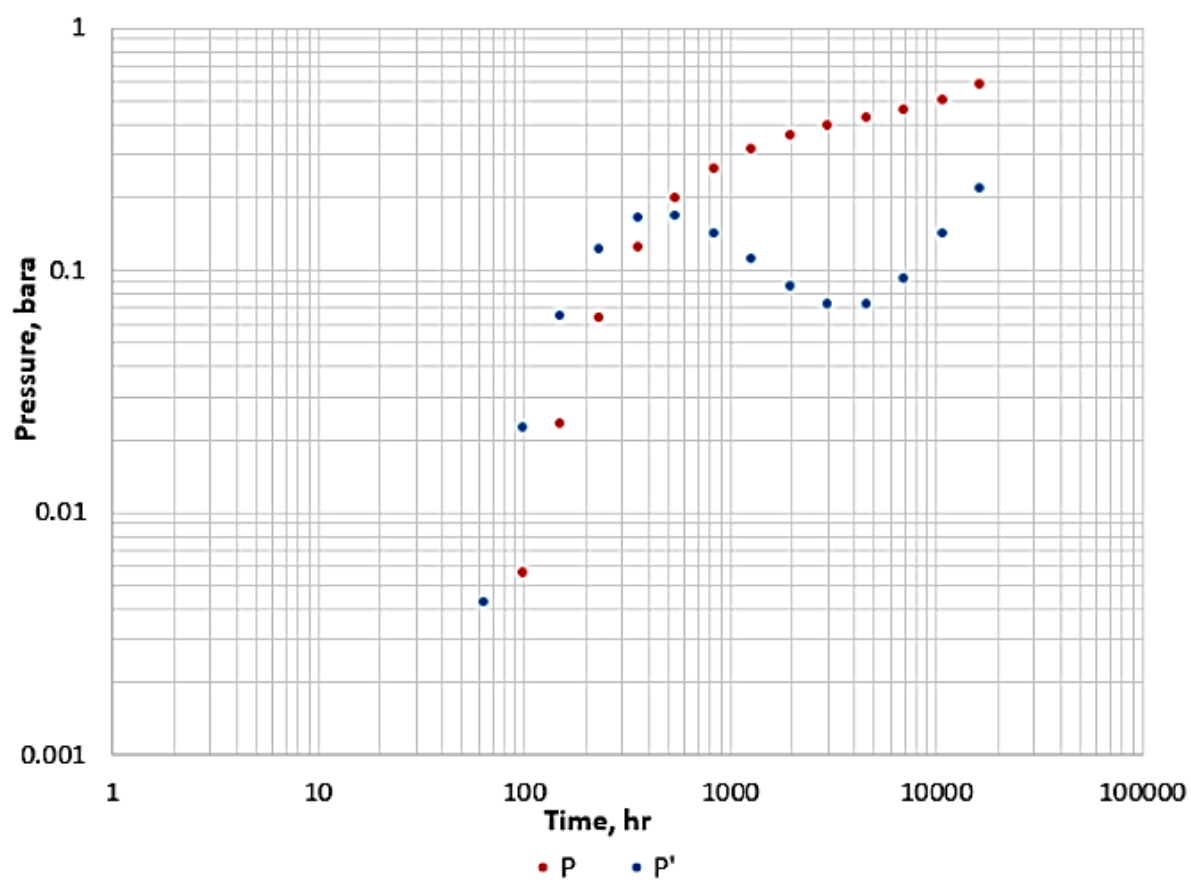


Рисунок 29 – График ПХ интервала 5798-7794 [8, 9]

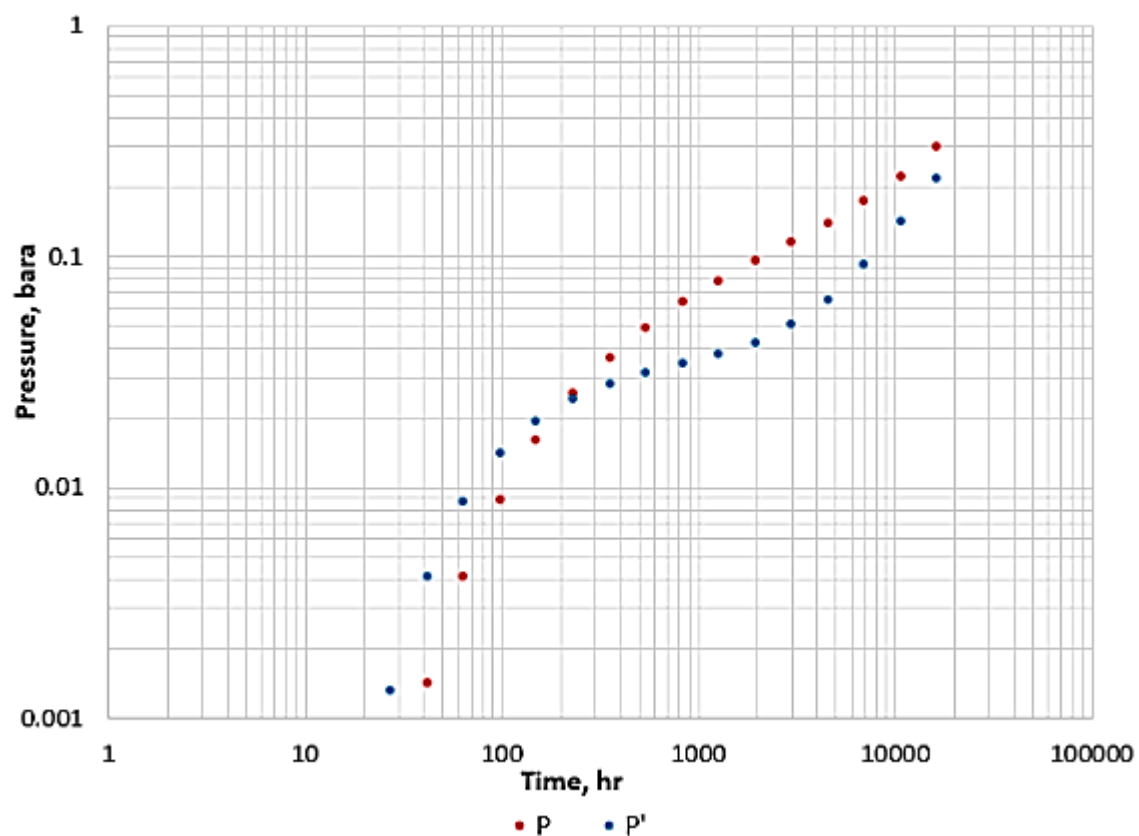


Рисунок 30 – График ПХ интервала 5798-7794 [8, 9]

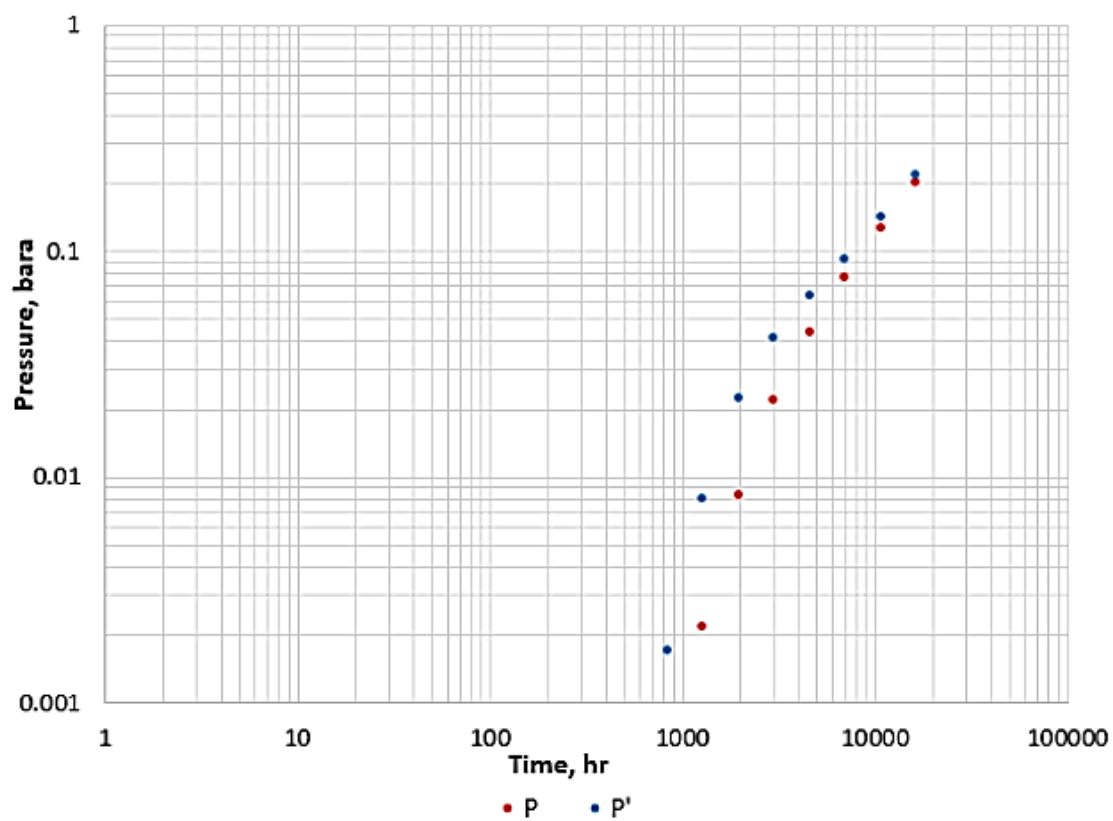


Рисунок 31 – График ПХ интервала 5798-7794 [8, 9]

## 4.8 Второй этап работ

### 4.8.1 Интерпретация результатов МДКВ

На данном этапе производится интерпретация данных МДКВ, то есть интерпретация переходных характеристик интервала и скважины (чаще всего либо прямым методом, либо типовыми кривыми, либо с помощью программного обеспечения по интерпретации данных ГДИС и гидропрослушивания). Скважина вертикальная.

На рисунке 32 показано совмещение кривой диффузионной модели и результатов МДКВ.

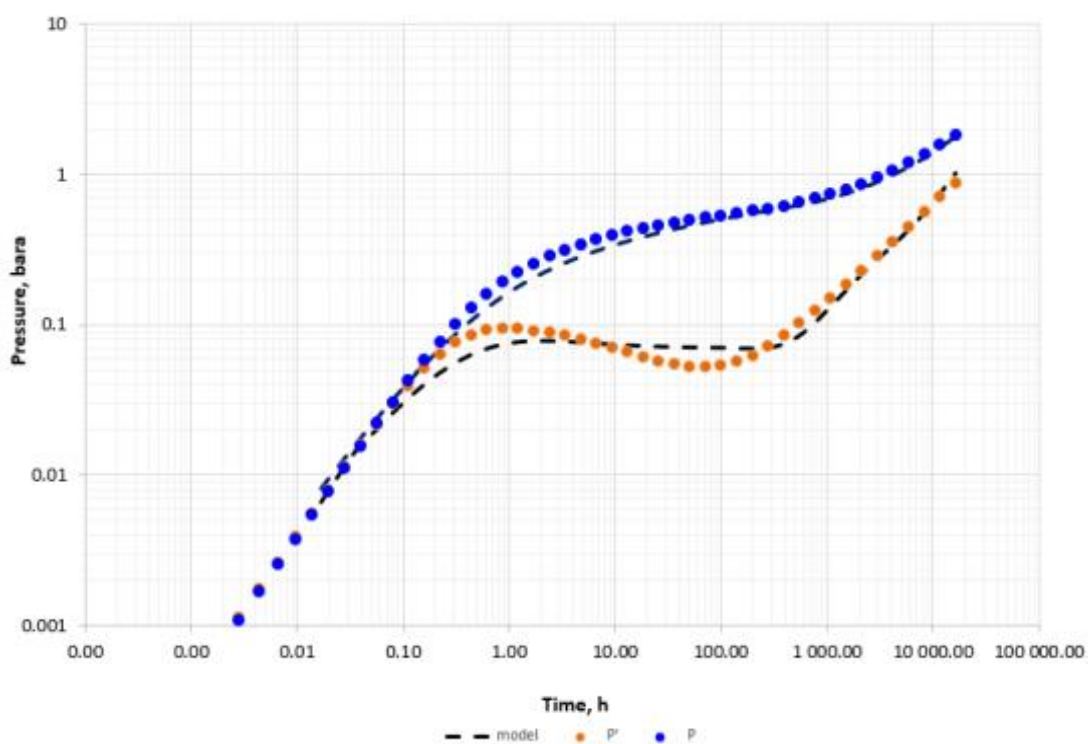


Рисунок 32 – Совмещенный график подобранной диффузионной модели для горизонтальной скважины 7794 с переходной характеристикой скважины [8, 9]

Параметры, определенные по ПХ указаны в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры, определенные по ПХ скважины

Параметр	Значение
----------	----------

Гидропроводность, (мД·м/сП)	14,4
Скин-фактор (трещина)	-4
Проницаемость, (мД)	10,1
Продуктивность, (м <sup>3</sup> /(сут·бар))	1,67
Пластовое давление на 03.2017, (бар)	249
Забойное давление, бар	58

Результаты МДКВ были подтверждены результатами ГДИС, ГИС и гидропрослушивания. Все исследования проводились относительно одновременно.

Направление влияния на участке указано на рисунке 20.

При интерпретации межскважинных ПХ/ПХ интервалов, с помощью программных обеспечений, позволяющих автоматизировать процесс интерпретации гидропрослушивания, и группы специалистов, получились следующие результаты.

Гидропроводность в направлении исследуемой скважины указана на рисунке 33, а накопленные и текущие влияния на скважину 7794, которые получились по результатам МДКВ, а именно, по интерпретации ПХ интервалов (рисунки 29-31), изображены на рисунках 33-36.



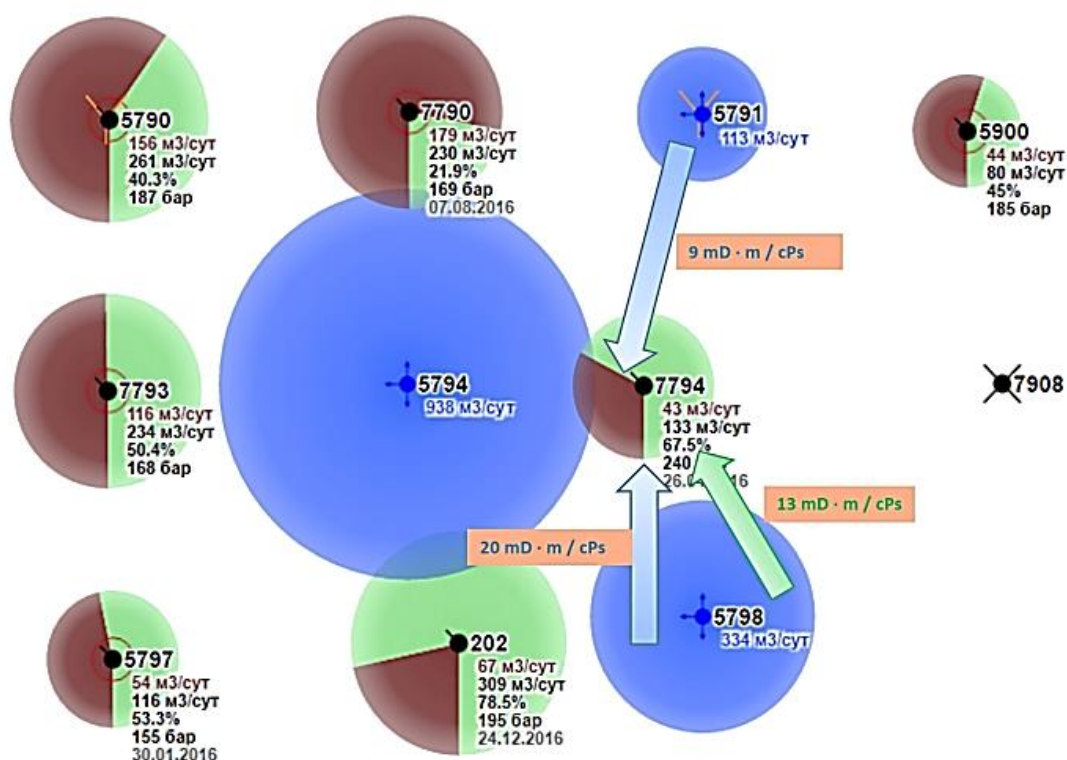


Рисунок 33 – Карта участка с указанием гидропроводности в направлении скважины 7794 (мД·м/сПз) [8, 9]

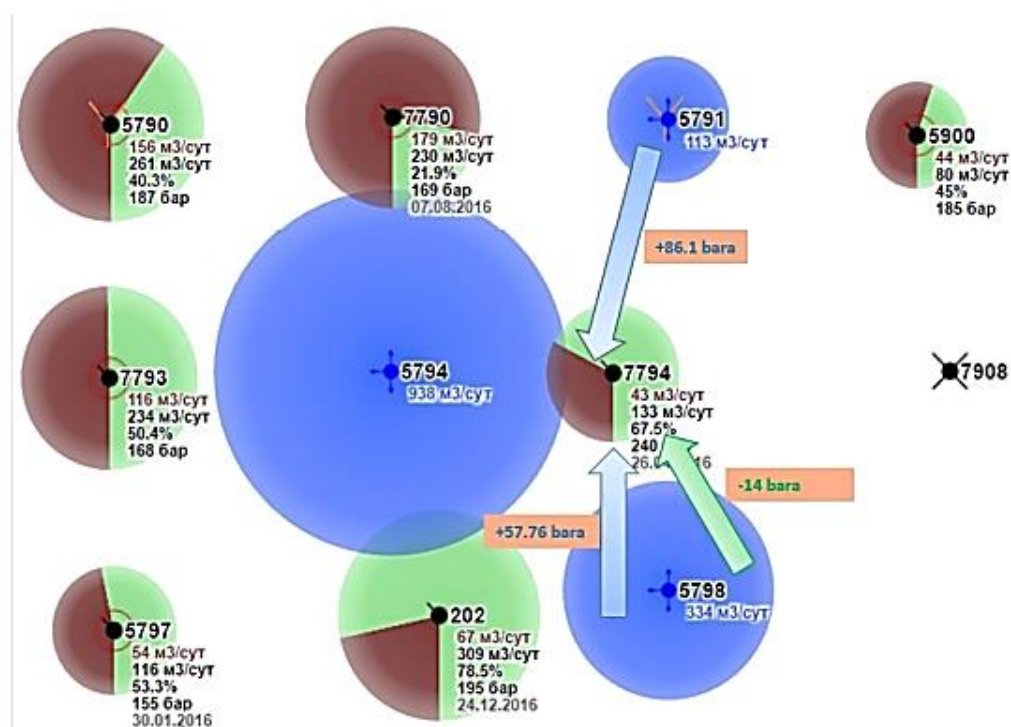


Рисунок 34 – Накопленное влияние соседних скважин на исследуемую скважину (бар) [8, 9]

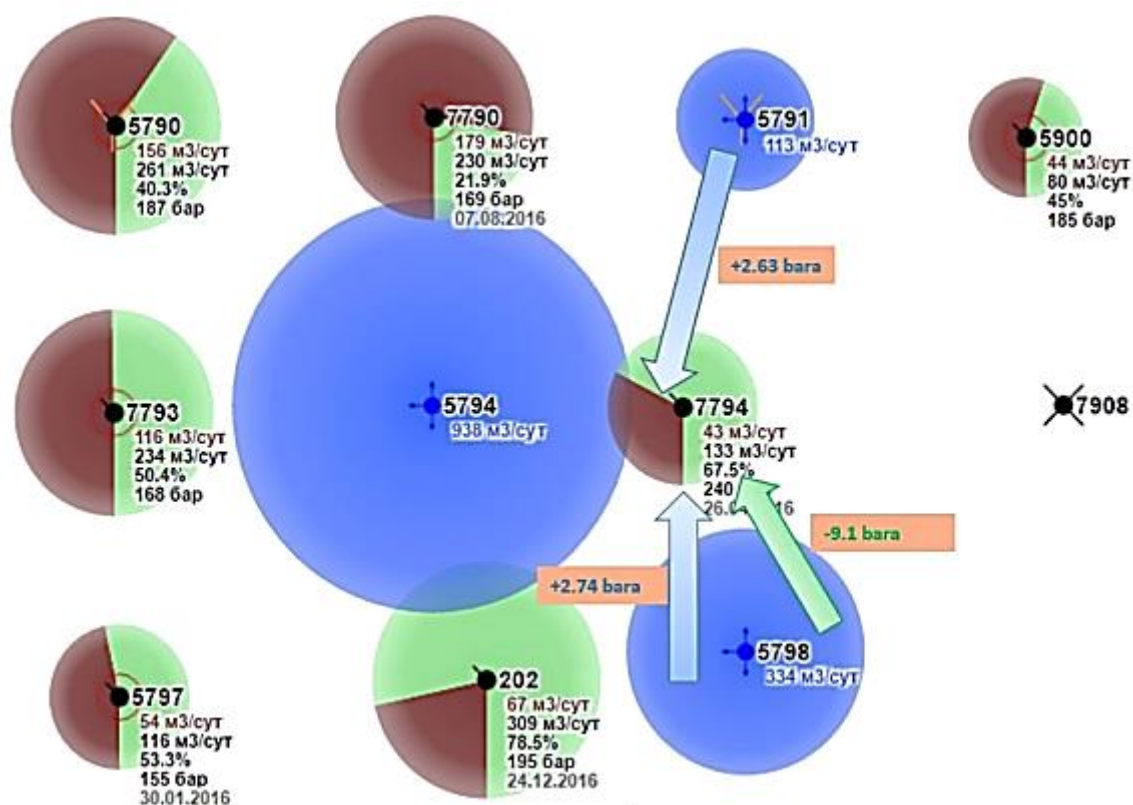


Рисунок 35 – Карта с указанием текущего влияния соседних скважин на исследуемую (бар) [8, 9]

В качестве представления результатов также представим таблицы с указанием найденных параметров (таблица 9-10).

Таблица 9 – Описание интерференции скважин и межскважинной проницаемости

№	Интервал	Суммарное воздействие $\delta P^*$ , бар	Текущее воздействие (последний месяц исследования) $\delta P$ , бар/мес	Гидропроводность $\sigma$ , мД·м/сПз
1	5798→ 7794	-14	- 9,11	13
2	5798→ 7794	+57,76	+2,74	20
3	5791→ 7794	+86,1	+2,63	9
4	5794→ 7794	- 26,8	- 0,49	801

\* -  $\delta P = \frac{dP}{dt} \Big|_{q=q(t)}$  - вмешательство скважины (ежемесячные изменения давления из-за влияния соседней скважины).

Таблица 10 – Начальное / текущее пластовое давление

Начальное давление	132 бар (05.2015)
Текущее пластовое давление	249 бар (03.2017)
Дальнейшая тенденция	Снижение

#### 4.9 Выводы по участку

В результате проведения технологии МДКВ на участке была восстановлена история пластового давления в зоне дренирования скважины 7794, которое в начале разработки принимало значение 132 бар, а на конец исследования поднялось до значения 249 бар, вследствие введения ППД. По таблице 9 видно, что наибольшее воздействие произвела скважина 5798.

Показатель продуктивности скважины во время испытания был относительно постоянным и составлял около  $1,67 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{бар})$ , только в конце 2015 – начале 2016 года из-за проблем с УЭЦН значение было меньше.

Был оценен скин-фактор и он равен -4 (что соответствует хорошей проницаемости в ПЗП для скважины с трещиной ГРП), также оценена проницаемость в районе зоны дренирования (10,1 мД).

Данные скважин имеют сильные помехи, поэтому трудно оценить точное влияние скважин. В случаях, когда скорости отклика недостаточно высокие, а данные зашумлены, влияние и гидродинамические параметры определить невозможно. Так влияние скважины 5794 невозможно определить. Предположительно в интервале 5798-7794 образовались трещины ГРП, что приводит к неэффективной закачке воды в пласт и неполному вытеснению нефти (закачиваемая жидкость двигается по высокопроницаемым участкам и, как следствие, обводненность скважины стремительно растет). Для

увеличения эффективности следует провести комплекс ГИС для детального изучения профилей притока/приемистости и в дальнейшем предпринять серию операций по ВПП как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах, а также произвести закачку химикатов. В перспективе система ППД должна работать в том же режиме, то есть работ по переводу скважин с добывающих на нагнетательные и обратно проводить не рекомендуется иначе система трещин автоГРП может развиваться.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Рахматуллину Руслану Равильевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Для разработки проекта потребуются следующие ресурсы: - материально-технические ресурсы (цены на материалы и оборудование); - финансовые ресурсы для оплаты труда исполнителям проекта; - человеческие ресурсы (руководитель, эксперт, исполнитель проекта). Средняя стоимость выполнения работы – 350000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Рахматуллин Руслан Равильевич		31.03.2021

## **5 Обоснование экономической эффективности проведения инновационного мероприятия**

### **5.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели**

На рассматриваемом участке после проведения анализа с помощью технологии мультискважинной деконволюции на основе результатов были выдвинуты рекомендации по закачке химикатов в скважину 5798 для очистки призабойной зоны и увеличения проницаемости между скважинами 5798 и 7794, для вытеснения нефти из незатронутых зон в интервале, также было рекомендовано снизить закачку воды в скважину 5791. Выполнение данных рекомендаций заказчиком привело к увеличению дебита скважины 7794 на 12,6 т/сут [8, 9]. Следует отметить, что удалось избежать простоя скважин во время исследований, следовательно, скважины работали в обычном режиме во время исследований.

Затраты на реализацию инновационного мероприятия включают в себя оплату программного обеспечения, оплата труда группы исполнителей и отчисления во внебюджетные фонды. Планирование работ следующее: выполнение работ по техническому заданию заказчика; анализ экономической эффективности; принятие решения о выполнении рекомендаций заказчиком.

Таблица 11 – исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость одного инновационного мероприятия	тыс.руб.	350
3	Среднесуточный прирост дебита скважины 9182 в начале эксплуатации после инновационного мероприятия	т/сут	12,6
4	Кол-во скважин, на которых проводится инновационное мероприятие	ед	1
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи (из-за увеличения обводненности)	ед	0,3
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,90
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	2634,2
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	69
10	Ставка дисконта	%	18
11	Цена одной тонны нефти	руб	23150,5132
12	Среднесписочная численность ППП	чел	5368

13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	7226,4
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	2514,3

Выполнение рекомендаций привело к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле 25:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \Delta T K_{\varepsilon} N, \quad (25)$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$T$  – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;

$N$  – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$K_{\varepsilon}$  – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 12,6 \cdot 365 \cdot 1 \cdot 0,90 = 4139,1 \text{ т / год.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле 26:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot C_n}{C_{ППП}}, \quad (26)$$

где  $\Delta ПТ$  – повышение производительности труда, руб./чел;

$\Delta Q$  – прирост добычи, т;

$C_n$  – цена одной тонны нефти, руб.;

$C_{ППП}$  – среднесписочная численность ППП, чел;

$$\Delta ПТ = \frac{4139,1 \cdot 23150,5132}{5368} = 17850,65 \text{ руб / чел.}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot C_n}{\Phi_{онф}}, \quad (27)$$

где  $\Delta \Phi_{отд}$  – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{онф}$  – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.



$$\Delta\Phi_{отд} = \frac{4139,1 \cdot 23150,5132}{7226,4 \cdot 10^6} = 0,0132 \text{ млн.руб.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{пост} \cdot \left( \frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (28)$$

где  $\Delta C$  – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{пост}$  – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{пост} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{у/пер}}{100} = 2634,2 \cdot 2514,3 \cdot 10^3 \cdot \frac{100 - 69}{100} = 2053180 \text{ тыс.руб.},$$

где  $C$  – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{у/пер}$  – удельный вес условно-переменных затрат, %;  $Q$  – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$\Delta C = 2053180 \cdot 10^3 \cdot \left( \frac{1}{2514,3 \cdot 10^3} - \frac{1}{2514,3 \cdot 10^3 + 4139,1} \right) = 1,3421 \text{ руб./т.}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta\Pi_{pn} = \Delta Q_p \cdot (C_n - (C - \Delta C)), \quad (29)$$

где  $\Delta\Pi_{pn}$  – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

$\Delta Q_p$  – дополнительно реализованная нефть, т;

$C$  – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

$\Delta C$  – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta\Pi_{pn} = 4139,1 \cdot (23150,5132 - (2634,2 - 1,3421)) = 84924627 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta\Pi_{ч} = \Delta\Pi_{pn} - H_{np}, \quad (30)$$

где  $H_{np}$  – величина налога на прибыль, руб.

$$\Delta\Pi_q = 84924627,05 - 0,2 \cdot 84924627,05 = 67939,7 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 67939,7 тыс. руб.

## 5.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти ( $\Delta Q_1$ ).

Объём дополнительно добытой нефти – 4139 т/год.

Считаем, что капитальные затраты на проведение мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q TK_{\varnothing} N \quad (31)$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = 12,6 - (12,6 \cdot 0,3) = 8,82 \text{ т/сут,}$$

$$\Delta q_3 = 8,82 - (8,82 \cdot 0,3) = 6,174 \text{ т/сут,}$$

$$\Delta Q_2 = 8,82 \cdot 365 \cdot 0,9 \cdot 1 = 2897,37 \text{ т/год,}$$

$$\Delta Q_3 = 6,174 \cdot 365 \cdot 0,9 \cdot 1 = 2028 \text{ т/год.}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле 32:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t C_H, \quad (32)$$

где  $\Delta Q$  – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

$C_H$  – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 4139,1 \cdot 23150,5132 = 95822289,19 \text{ руб,}$$

$$\Delta B_2 = 2897,37 \cdot 23150,5132 = 67075602,43 \text{ руб,}$$

$$\Delta B_3 = 2028,159 \cdot 23150,5132 = 46952921,7 \text{ руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (33)$$

где  $\Delta Z_{\text{доп}}$  – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$  – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t C D_{y/\text{пер}} / 100, \quad (34)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{y/\text{пер}}$  – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп1}} = \frac{4139,1 \cdot 2634,2 \cdot 69}{100} = 7523219,882 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_{\text{доп2}} = \frac{2897,37 \cdot 2634,2 \cdot 69}{100} = 5266253,917 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_{\text{доп3}} = \frac{2028,159 \cdot 2634,2 \cdot 69}{100} = 3686377,742 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ИМ}} N_{\text{скв}}, \quad (35)$$

где  $C_{\text{ИМ}}$  – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$  – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 350 \cdot 1 \cdot 1000 = 350000 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t-й год, составят:

$$\Delta Z_1 = 7523219,882 + 350000 = 7873219,882 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_2 = 5266253,917 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_3 = 3686377 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta\Pi_{н/обл\ t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (36)$$

где  $\Delta B_t$  – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

$\Delta Z_t$  – текущие затраты в t-м году, руб.

$$\Delta\Pi_{н/обл1} = 7873219,882 - 95822289,19 = 87949069,3 \text{ руб.},$$

$$\Delta\Pi_{н/обл2} = 6707562,43 - 5266253,917 = 61809348,51 \text{ руб.},$$

$$\Delta\Pi_{н/обл3} = 46952921,7 - 3686377,742 = 43266543,96 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta H_{np\ t} = \Delta\Pi_{н/обл\ t} N_{np} / 100, \quad (37)$$

где  $N_{np}$  – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta H_{np1} = 87949069 \cdot 0,2 = 17589813,86 \text{ руб.},$$

$$\Delta H_{np2} = 61809348,51 \cdot 0,2 = 12361869,7 \text{ руб.},$$

$$\Delta H_{np3} = 43266543,96 \cdot 0,2 = 8653308,792 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ( $\Delta ДП_t$ ) рассчитывается по формуле 38:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta\Pi_{н/обл\ t} - H_t. \quad (38)$$

$$\Delta ДП_1 = 87949069,3 - 17589813,86 = 70359255,44 \text{ руб.},$$

$$\Delta ДП_2 = 61809348,51 - 12361869,7 = 49447478,81 \text{ руб.},$$

$$\Delta ДП_3 = 43266543,96 - 8653308,792 = 34613235,17 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - KB_t. \quad (39)$$

$$ПДН_1 = 70359255,44 \text{ руб.},$$

$$ПДН_2 = 49447478,81 \text{ руб.},$$

$$ПДН_3 = 34613235,17 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле 40:

$$НПДН_t = \sum ПДН_t, \quad (40)$$

$$НПДН_1 = 70359255,44 \text{ руб.},$$

$$НПДН_2 = 70359255,44 + 49447478,81 = 119806734,3 \text{ руб.}$$

$$НПДН_2 = 70359255,44 + 49447478,81 + 34613235,17 = 154419969,4 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле 41:

$$ДПДН_t = \Delta\Pi_t / (1 + i)^t, \quad (41)$$

где  $i$  – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = 70359255,44 / (1 + 0,18) = 59626487,66 \text{ руб.}$$

$$ДПДН_2 = 49447478,81 / (1 + 0,18)^2 = 35512409,37 \text{ руб.}$$

$$ДПДН_3 = 34613235,17 / (1 + 0,18)^3 = 21066683,53 \text{ руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле 42:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t, \quad (42)$$

$$ЧТС_1 = 59626487,66 \text{ руб.}$$

$$ЧТС_2 = 59626487,66 + 35512409,37 = 95138897,04 \text{ руб.}$$

$$ЧТС_3 = 59626487,66 + 35512409,37 + 21066683,53 = 116205581 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности мероприятия представлены в виде таблицы.

Таблица 12 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	350		
Прирост добычи нефти, тонн/год	4139,1	2897,37	2028,159
Прирост выручки от реализации, руб.	95822289,19	67075602,43	46952921,7
Текущие затраты, руб.	7873219,882	5266253,917	3686377,742
Прирост прибыли, руб.	87949069,3	61809348,51	43266543,96
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	17589813,86	12361869,7	8653308,792

Денежный поток, руб.	70359255,44	49447478,81	34613235,17
Поток денежной наличности, руб.	70359255,44	49447478,81	34613235,17
Накопленный поток денежной наличности, руб.	70359255,44	119806734,3	154419969,4
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	59626487,66	35512409,37	21066683,53
Чистая текущая стоимость, руб.	59626487,66	95138897,04	116205581

### 5.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Финансово-экономическая оценка нефтяных проектов базируется на некоторых показателях, часть которых может неожиданно измениться, тогда как другая часть вообще не может быть определена точно. Процедура, исследующая влияние таких изменений или ошибок в определении численных исходных данных на важнейшие показатели проекта, получила название анализа устойчивости проекта.

Для анализа выбираем показатели, которые с наибольшей вероятностью могут измениться. Выбираем параметры: снижение объёма добычи нефти на 20%; увеличение капитальных вложений на 20%; уменьшение текущих затрат на 20 %. Пересчитываем снова все показатели и заносим в таблицы 4, 5, 6.

Таблица 13 – Уменьшение добычи

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	350		
Прирост добычи нефти, тонн/год	3311,28	2317,896	1622,5272

Прирост выручки от реализации, руб.	76657831,35	53660481,94	37562337,36
Текущие затраты, руб.	6368575,905	4213003,134	2949102,194
Прирост прибыли, руб.	70289255,44	49447478,81	34613235,17
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	14057851,09	9889495,762	6922647,033
Денежный поток, руб.	56231404,35	39557983,05	27690588,13
Поток денежной наличности, руб.	56231404,35	39557983,05	27690588,13
Накопленный поток денежной наличности, руб.	56231404,35	95789387,4	123479975,5
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	47653732,5	28409927,5	16853346,82
Чистая текущая стоимость, руб.	47653732,5	76063660	92917007

Таблица 14 – Увеличение капитальных вложений

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	420		
Прирост добычи нефти, тонн	4139,1	2897,37	2028,159
Прирост выручки от реализации, руб.	95822289,19	67075602,43	46952921,7
Текущие затраты, руб.	7943219,882	5266253,917	3686377,742
Прирост прибыли, руб.	87879069,3	61809348,51	43266543,96

Прирост суммы налоговых выплат, руб.	17575813,86	12361869,7	8653308,792
Денежный поток, руб.	70303255,44	49447478,81	34613235,17
Поток денежной наличности, руб.	70303255,44	49447478,81	34613235,17
Накопленный поток денежной наличности, руб.	70303255,44	119750734,3	154363969,4
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	59579030,04	35512409,37	21066683,53
Чистая текущая стоимость, руб.	59579030,04	95091439,41	116158123

Таблица 15 – Уменьшение текущих затрат

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	350		
Прирост добычи нефти, тонн	4139,1	2897,37	2028,159
Прирост выручки от реализации, руб.	95822289,19	67075602,43	46952921,7
Текущие затраты, руб.	6298575,905	5266253,917	3686377,742
Прирост прибыли, руб.	89523713,28	61809348,51	43266543,96
Прирост суммы налоговых выплат, руб.	17904742,66	12361869,7	8653308,792
Денежный поток, руб.	71618970,62	49447478,81	34613235,17
Поток денежной наличности, руб.	71618970,62	49447478,81	34613235,17



Накопленный поток денежной наличности, руб.	71618970,62	121066449,4	155679684,6
Дисконтированный поток денежной наличности, руб.	60694042,9	35512409,37	21066683,53
Чистая текущая стоимость, руб.	60694042,9	96206452,27	117273136

Находим разницу между изменённым значением ЧТС и базисным и заносим в таблицу 16.

Таблица 16 – Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра	Ранг параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	5962648 7,66	4765373 2,5	- 11972755 ,16	20,0 79	1,003	1
Увеличение капитальных вложений на 20%	5962648 7,66	5957903 0,04	- 47457,62 712	0,07 9	0,003	3
Снижение текущих затрат на 20%	5962648 7,66	6069404 2,9	1067555, 238	1,79 0	0,089	2
	-20%	0	20%			
Объём добычи	-1,003	0	1,003			
Капитальные затраты	-0,003	0	0,003			
Эксплуатационные затраты	-0,089	0	0,089			

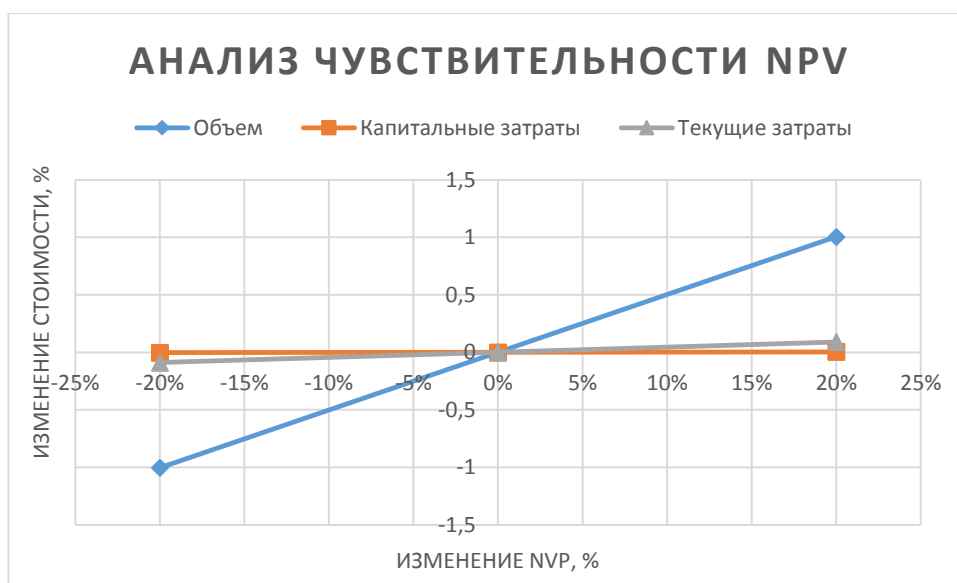


График 1 – Анализ чувствительности NPV

В данном случае, очевидно, что слабым звеном проекта является доход от добычи нефти.

#### 5.4 Вывод по разделу

Технология МДКВ позволила выдвинуть рекомендации о проведении мероприятий по увеличению эффективности закачки воды в исследуемой зоне, что в итоге привело к увеличению дебита целевой скважины. Таким образом по результатам расчетов экономической эффективности можно сказать, что эффективность технологии с точки зрения экономики подтвердила свои ожидания.

Расчет велся с учетом трехлетней тенденции развития событий.

Таким образом прирост выручки оказался довольно-таки существенным. В первый год после реализации технологии МДКВ и выполнения рекомендаций – 95822289,19 руб., во второй – 67075602,43 руб., в третий год – 46952921,7 руб. Дополнительная добыча нефти по скважине 7794 с учетом коэффициента падения добычи в результате обводнения за первый год – 4139,1 т/год, за второй год – 2897,37 т/год, за третий год – 2028,159 т/год.

ЧТС составил 116205581 руб. Бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 38604,9 тыс. рублей. Проведение технологии привело не только к увеличению добычи нефти, но и к внушительным дополнительным доходам. Также следует сказать о высокой чувствительности проекта к изменению добычи нефти, следовательно, стоит провести детальный анализ чувствительности проекта, чтобы быть готовым к непредвиденным ситуациям.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Рахматуллину Руслану Равильевичу

Школа		Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ межскважинного взаимодействия на нефтяных месторождениях с помощью метода мультискважинной деконволюции	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: метод мультискважинной деконволюции.</p> <p>Область исследования: гидродинамические исследования межскважинной интерференции.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производное. Общие эргономические требования.</li> <li>– ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</li> <li>– ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.</li> <li>– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Вредные факторы:</li> <li>– Отклонение показателей микроклимата;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– Степень нервно-эмоционального напряжения;</li> <li>– Опасные факторы:</li> <li>– Электробезопасность;</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Литосфера: бытовой мусор, отходы IV класса опасности

<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	– Возможные ЧС: пожары, взрывы, обрушение здания. – Наиболее типичная ЧС: пожары и взрывы.
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Рахматуллин Руслан Равильевич		

## **6 Социальная ответственность**

### **6.1 Введение**

Для поддержания своего существования людям необходимо трудиться. Очевидно стремление человечества к повышению эффективности труда – получению максимального эффекта при минимуме затрат.

Это предполагает увеличение объемов производства, рост потребления веществ и энергии. Современное производство нацелено на увеличение объемов изготовленных товаров при минимизации затрат. С одной стороны, это повышает комфортность существования человечества, а с другой стороны, производственные процессы часто являются источниками опасности для человечества в целом.

Социальная ответственность – этический принцип, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. Основным законодательным актом по охране труда являются Конституция Российской Федерации и др.

В этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте, разрабатываются основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при выполнении технологии, основанной на методе мультискважинной деконволюции, которая позволяет оценить межскважинное взаимодействие, а также при интерпретации результатов исследований.

Сущность данной работы – применение программного обеспечения, которое позволяет комплексно применить технологию мутискважинного ретроспективного теста, для определения параметров пласта, в том числе межскважинного взаимодействия, с дальнейшей интерпретацией результатов стандартными инструментами интерпретации гидродинамических

исследований, с целью исключения простоя скважин, что значительно увеличивает экономическую эффективность.

Реализация технологии проводится на персональном компьютере в помещении, которое находится в офисном здании. Помещение представляет собой комнату прямоугольной формы размером 6х8 м реальная площадь и площадь на одно рабочее место оператора персонального компьютера (ПК) в данном помещении составляют 8 кв.м. Высота потолков составляет 3 м. Выход в коридор осуществляется через один одностворчатый дверной блок шириной 1,5 м. В помещении расположены три окна, имеется искусственная и естественная освещенность.

## **6.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В трудовом кодексе РФ содержатся основные положения отношений между организацией и сотрудниками, включая оплату и нормирование труда, выходных, отпуска и так далее. Работа в офисе относится ко второй категории тяжести труда – работы выполняются при оптимальных условиях внешней производственной среды и при оптимальной величине физической, умственной и нервно-эмоциональной нагрузки. Продолжительность рабочего дня работников не должна превышать 40 часов в неделю. Возможно, сокращение рабочего времени. Так как работы производятся в офисном помещении с использованием ПК и для работы не требуется производить полевых работ, то особенности регулирования труда работников, работающих у работодателей – физических лиц прописаны в Главе 48 ТК РФ [24].

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ, ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ и ГОСТ 22269-76 [25].

1. При размещении рабочих мест с ПК расстояние между рабочими столами с видеомониторами (в направлении тыла поверхности одного

видеомонитора и экрана другого видеомонитора), должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов - не менее 1,2 м;

2. Рабочие места с ПК в помещениях с источниками вредных производственных факторов должны размещаться в изолированных кабинах с организованным воздухообменом;

3. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600 – 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов;

4. Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. Поверхность рабочего стола должна иметь коэффициент отражения 0,5 – 0,7;

5. Средства отображения информации необходимо группировать и располагать группы относительно друг друга в соответствии с последовательностью их использования или с функциональными связями элементов систем, которые они представляют. При этом средства отображения информации необходимо размещать в пределах групп так, чтобы последовательность их использования осуществлялась слева направо или сверху вниз.

6. Лицевые поверхности индикаторов следует располагать в оптимальной зоне информационного поля в плоскости, перпендикулярной нормальной линии взора оператора, находящегося в рабочей позе. Допускаемое отклонение от этой плоскости – не более  $45^{\circ}$ ; допускаемый угол отклонения линии взора от нормальной – не более  $25^{\circ}$  для стрелочных индикаторов и  $30^{\circ}$  для индикаторов с плоским изображением.

7. При взаимном расположении элементов рабочего места необходимо учитывать: рабочую позу человека-оператора; пространство для размещения человека-оператора; возможность обзора элементов рабочего



места; возможность обзора пространства за пределами рабочего места; возможность ведения записей, размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором.

8. Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений.

9. Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать необходимые зрительные и звуковые связи между оператором и оборудованием, а также между операторами.

10. Выполнение трудовых операций "часто" и "очень часто" должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля.

11. Конструкцией производственного оборудования и рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног. Высота рабочей поверхности при работе с ПК должна быть не менее 655 мм. Высота сиденья – не менее 420 мм (возможно регулирование в зависимости от роста работника). Пространство для ног – ширина не менее 500 мм; расстояние от сиденья до нижнего края рабочей поверхности не менее 150 мм; высота пространства для ног не менее 600 мм.

Поверхность пола в помещениях эксплуатации компьютеров должна быть ровной, без выбоин, нескользкой, удобной для очистки и влажной уборки, обладать антистатическими свойствами. В помещении должны находиться аптечка первой медицинской помощи, углекислотный огнетушитель для тушения пожара.

Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) должна быть полумягкой, с нескользящим, слабо электризующимся и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

### 6.3 Производственная безопасность

В данном разделе анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении исследований в лаборатории, при разработке или эксплуатации проектируемого решения. Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [28]. При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (таблица 17):

Таблица 17 — Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на рабочем месте

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изгото- вление	Эксплу- атация	
Отклонение показателей микроклимат в помещении	+	+	+	<p>Требования к отклонению показателей климата устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».</p> <p>Требования к защите от недостаточной освещенности устанавливаются СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».</p> <p>Требования к степени нервно-психических перегрузок описаны в ГОСТ Р ИСО 10075-2011 Эргономические принципы обеспечения адекватности умственной нагрузки (часть 1, часть 2, часть 3)</p> <p>Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 «ССБТ Электробезопасность. Общие</p>
Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	
Нервно-психические перегрузки	+	+	+	
Электрический ток	+	+	+	

				требования и номенклатура видов защиты».
--	--	--	--	--

Весь персонал обязан знать и строго соблюдать правила техники безопасности. Обучение персонала технике безопасности и производственной санитарии состоит из вводного инструктажа и инструктажа непосредственно на рабочем месте ответственным лицом. Проверка знаний правил техники безопасности проводится квалификационной комиссией или лицом ответственным за рабочее место после обучения на рабочем месте. После чего сотруднику присваивается соответствующая его знаниям и опыту работы квалификационная группа по технике безопасности и выдается удостоверение специального образца. Состояние здоровья устанавливается медицинским освидетельствованием перед устройством на работу. Рациональная планировка рабочего места предусматривает четкий порядок и постоянство размещения предметов, средств труда и документации.

## **6.4 Анализ вредных производственных факторов**

### **6.4.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении**

Наиболее значительным фактором, который чаще всего реально влияет на производительность и безопасность труда, является микроклимат рабочего места, который характеризуется уровнем температуры и влажности воздуха, скоростью его движения. Источники отклонения показателей микроклимата в производственных помещениях: климатического пояса и сезона года, характера технологического процесса и вида используемого оборудования, условий воздухообмена, размеров помещения, числа работающих людей и т.д.

Эти параметры должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 18 (СанПиН 2.2.4.548-96).

Таблица 18 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t °С	Относительная влажность воздуха, ф%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин $t_{o \text{ опт}}$	Диапазон выше оптимальных величин $t_{o \text{ опт}}$			Если $t_o < t_{o \text{ опт}}$	Если $t_o > t_{o \text{ опт}}$
Холодный	Ia	20,0 - 21,9	24,1 - 25,0	19,0 - 26,0	15 - 75	0,1	0,1
	Iб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 - 75	0,1	0,2
Теплый	Ia	21,0 - 22,9	25,1 - 28,0	20,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,2
	Iб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

Категории Ia соответствует данной работе с интенсивностью энерготрат 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

Таблица 19 – Требуемые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22–24 °С
	Относительная влажность	40–60 %
	Скорость движения воздуха	до 0,1 м/с

Теплый	Температура воздуха в помещении	23–25°С
	Относительная влажность	40–60 %
	Скорость движения воздуха	0,1–0,2 м/с

### 6.4.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

В аудитории используется комбинированное освещение: искусственное и естественное. Естественное освещение проникает в помещение через окна. Этим обеспечивается боковое освещение. А работа с компьютером при плохом освещении вызывает излишнее напряжение глаз, ведет к ухудшению зрения, требуется значительное время использовать искусственное освещение. Габариты помещения:  $a = 8$  м;  $b = 6$  м;  $h = 3$  м. Коэффициенты отражения потолка – 70, стен – 50, пола – 20.

Для освещения рабочего места используется 10 светильников ОД -2-40 (в одном светильнике 2 лампы люминесцентные ЛБ 40 Вт), расположенных в 2 рядах. Суммарная электрическая мощность осветительной установки составляет 800 Вт. Что соответствует поставленным требованиям согласно СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [34].

### 6.4.3 Нервно-психические перегрузки

На специалиста, работающего на компьютере, воздействуют нервно-психические перегрузки.

Нервно-психические перегрузки подразделяют:

1. на умственное перенапряжение, в том числе вызванное информационной нагрузкой;
2. перенапряжение анализаторов, в том числе вызванное информационной нагрузкой;
3. монотонность труда, вызывающая монотонию;
4. эмоциональные перегрузки.

Нервно-психические перегрузки организма работающего, связанные с напряженностью трудового процесса, в целях оценки условий труда, разработки и принятия мероприятий по их улучшению характеризуются такими показателями, как:

1. длительность сосредоточенного наблюдения;
2. активное наблюдение за ходом производственного процесса;
3. число производственных объектов одновременного наблюдения;
4. плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в единицу времени;
5. нагрузка на слуховой анализатор;
6. нагрузка на голосовой аппарат;

Любая умственная работа вызывает нервно-эмоциональное напряжение, для каждого рода деятельности необходим свой оптимум эмоционального напряжения, при котором реакции организма оказываются наиболее совершенными и эффективными.

Во время регламентированных перерывов с целью снижения напряжения, утомления зрительного анализатора, целесообразно выполнять комплексы упражнений для глаз, улучшения мозгового кровообращения, снятия утомления с плечевого пояса и рук, туловища и ног.

## **6.5 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **6.5.1 Электробезопасность**

Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут возникнуть электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на

организм в целом. Результатом воздействия на организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [ГОСТ 12.1.019- 2017 ССБТ].

Поэтому, для обеспечения безопасности рабочих необходимо строго соблюдать технику безопасности, регулярно проверять заземления и качество рабочих оборудования, вести работы в защитной амуниции. Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность“. Общие требования являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

Оборудование (ПК) в данном помещении относится к I классу по способу защиты от поражения электрическим током. Питание ПК в помещении осуществляется через сеть частотой 50 Гц, напряжением 220 В.

Компьютер подключается к источнику питания с помощью трехжильного провода, в котором одна жила служит для заземления. Сопротивление заземляющего устройства для данного типа сети в помещении не должно превышать 4 Ом, что отвечает требованиям для электрооборудования с напряжением до 1000 В, сопротивление изоляции токоведущих проводов должно быть не менее 0,5 Ом. В данном помещении заземление произведено, сопротивление заземляющего устройства составляет 3,3 Ом, что соответствует требованиям. Контроль защитного заземления производится ежегодно.

## **6.6 Экологическая безопасность**

На рабочем месте выявлен предполагаемый источник загрязнения окружающей среды, а именно воздействие на литосферу в результате образования отходов при поломке предметов вычислительной техники и

оргтехники. Вышедшие из строя компьютеры и сопутствующая оргтехника относится к IV классу опасности и подлежит специальной утилизации.

Для оказания наименьшего влияния на окружающую среду, необходимо проводить специальную процедуру утилизации ПК и оргтехники, при которой более 90% отправится на вторичную переработку и менее 10% будут отправлены на свалки. При этом она должна соответствовать процедуре утилизации ГОСТ Р 53692-2009 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов» [37].

В ходе деятельности организация также создает бытовой мусор (канцелярские, пищевые отходы, искусственные источники освещения), который должен быть утилизирован в соответствии с определенным классом опасности или переработан, чтобы не оказывать негативное влияние на состояние литосферы.

## **6.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К возможным чрезвычайным ситуациям на данном рабочем месте выделяют внезапное обрушение здания, аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения населения, пожар, угроза пандемии.

С учетом специфики работы и наличием вычислительной техники в помещении наиболее вероятно возникновение пожара, под которым понимается вышедший из-под контроля процесс горения, обусловленный возгоранием вычислительной техники и угрожающий жизни и здоровью работников.

Причинами возгорания при работе с компьютером могут быть:

1. токи короткого замыкания;
2. неисправность устройства компьютера или электросетей;
3. небрежность оператора при работе с компьютером;
4. воспламенение ПК из-за перегрузки.



В связи с этим, согласно ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» [38], при работе с компьютером необходимо соблюдать следующие нормы пожарной безопасности: для предохранения сети от перегрузок запрещается одновременно подключать к сети количество потребителей, превышающих допустимую нагрузку; работы за компьютером проводить только при исправном состоянии оборудования, электропроводки; иметь средства для тушения пожара (огнетушитель); установить количество, размеры и соответствующее конструктивное исполнение эвакуационных путей и выходов; обеспечить возможность беспрепятственного движения людей по эвакуационным путям. При появлении пожара, любой, увидевший пожар должен: незамедлительно заявить о данном в пожарную службу по телефонному номеру 01 или 112, заявить о происшествии и соблюдать покой.

В случае возникновения пожара в здании автоматически срабатывают датчики пожаротушения, и звуковая система оповещает всех сотрудников о немедленной эвакуации из здания и направляются на выход в соответствии с планом эвакуации при пожарах и других ЧС (рисунок 36).

По огнестойкости офисное здание относится к первой степени, как здание из искусственного каменного материала (кирпича) с применением листовых и плитных негорючих материалов. Данное помещение относится к категории В4 помещений по взрывопожарной и пожарной опасности.

В помещении возможны пожары, относящиеся к классам А и Е. Пожары класса А связаны с горением твердых веществ, в основном органического происхождения, горение сопровождается тлением (древесина, текстиль, бумага). Пожары класса Е связаны с горением электрооборудования.

Работники обязаны знать и строго выполнять правила пожарной безопасности применительно к обслуживаемому участку. Они должны проходить инструктаж, обучение и проверку знаний в соответствии с действующими нормативными документами по СНиП 21-01-97.

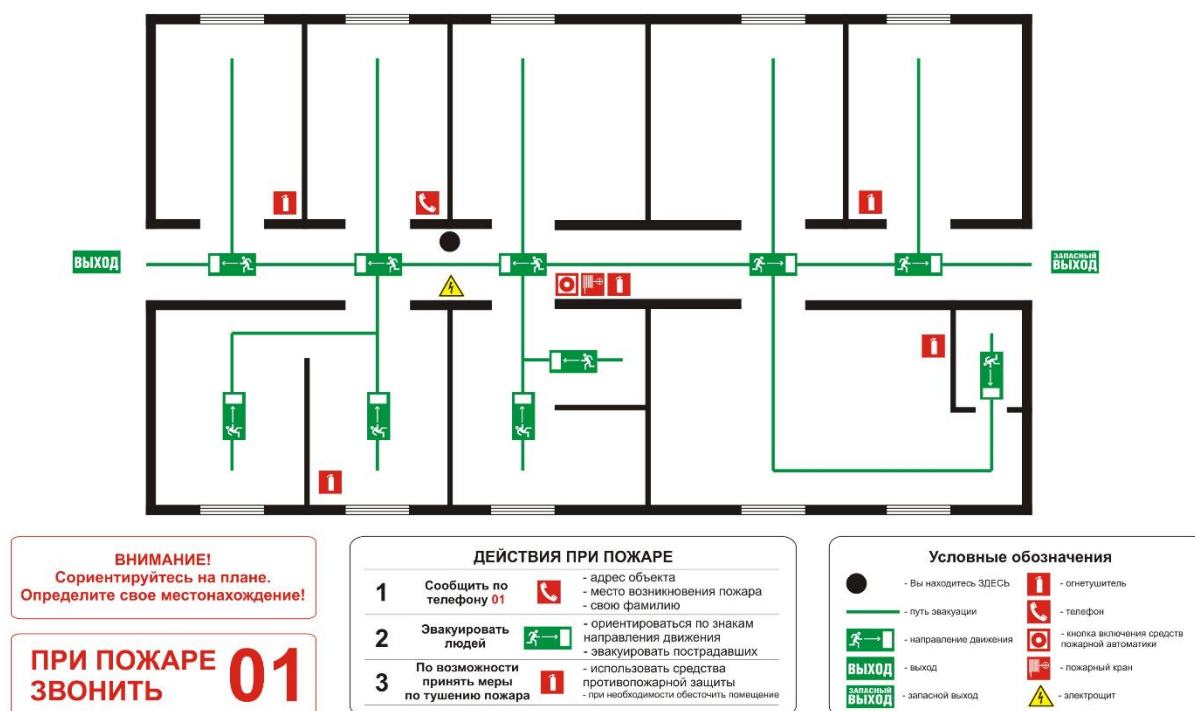


Рисунок 36 – План эвакуации из офисного здания

## 6.8 Вывод по разделу

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников и обоснованы мероприятия по их устранению, рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих в офисных зданиях, а также приведены организационные мероприятия обеспечения безопасного рабочего места.

Также были изучены вопросы, касающиеся влияния работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ позволяет снизить вероятность возникновения нештатных ситуаций и снизить риск вреда здоровью работника, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

## **Заключение**

Технология МДКВ позволяет значительно сократить время исследования, если сравнивать с классическими гидродинамическими исследованиями скважины и гидропрослушиванием интервалов. В результате анализа были выявлены условия применимости технологии, преимущества и недостатки, а также в качестве примера были рассмотрены результаты опробования технологии на реальных месторождениях в 2017-2018 годах.

Во время проведения технологии МДКВ на месторождениях, рассмотренных в работе, параллельно и последовательно проводились гидродинамические исследования целевых скважин, гидропрослушивания целевых интервалов, геофизические исследования и сейсмические исследования, результаты которых скрыты коммерческой тайной. Достоверность результатов технологии МДКВ оказалась достаточно высокой по отношению к проводимым параллельно исследованиям. В некоторых случаях даже выявлялись геологические особенности интервалов, которые ГДИС и гидропрослушивание не выявляли, как, например, в случае с исследуемой скважиной 9982. Однако, несмотря на все выведенные преимущества технологии МДКВ/МРТ она не может полностью заменить комплекс исследований ГДИС, так как при нарушении линейности или при недостаточно длительности замеров со скважин, метод, грубо говоря, бессилен, из этого следует, что на некоторых месторождениях где имеется вероятность нарушения линейности течения жидкости необходимо проводить дополнительные исследования, для выяснения течения жидкости (тут же стоит отметить, что для газовых и газоконденсатных месторождений, метод пока крайне не отработан и не имеет никаких подтвержденных данных о применимости).

Также относительно других параметров таких как, скин-фактор, кривизна переходных характеристик, зашумленность данных метод

устанавливает условие неизменности, что, свою очередь, затрудняет применение технологии или заставляет выкидывать множества данных.

По результатам участка №2, где целевой скважиной была скважина 7794, были выдвинуты определенные рекомендации, выполнив которые компания-заказчик к концу 2018 года получила прирост дебита на 12,6 т/сут, что привело к дополнительной прибыли с минимальными затратами на исследование. Это говорит о том, что рентабельность выполнения комплекса МРТ на нефтяных месторождениях значительно выше, чем у комплекса ГДИС+гидропрослушивание. В 2021 году, компания ООО «Софоил» планирует значительно оптимизировать технологию МРТ с внедрением 3Д моделирования на основе нейронных сетей. Аппарат МДКВ в 2021 году используется не только при определении гидродинамических параметров, но и при верификации данных в системе интегрированного моделирования.

Что касается достоверности – ее можно проверять двумя способами.

Первый – на основе полученной модели сделать прогноз поведения скважин при некотором изменении режима (простейший вариант – остановить одну из них), а потом выполнить это изменение на месторождении и сопоставить факт-прогноз. Такие эксперименты делали многие компании-заказчики исследования, и ошибка прогноза всегда была минимальной. Например, пластовое давление определялось с ошибкой не более 5% от величины депрессии.

Второй способ – выполнить кросс-валидацию результата. Кусок данных по давлению удаляется из расчета и используется для "слепой" проверки прогноза на этот участок. По расхождению прогноз/факт при кросс-валидации можно оценить погрешность расчетов. Она в каждом случае может быть разной, так как зависит от качества данных, их увязки и т.д.

При расчетах всегда добиваются такого решения, при котором среднеквадратичное отклонение по валидационному интервалу меньше 1% от средней депрессии. Такой точности более чем достаточно для решения задач, которые заявляются при МРТ. Для более глубокого изучения аппарата МДКВ

и оптимизации его, путем устранения основных недостатков (что возможно, при увеличении вычислительных мощностей) требуются дальнейшие исследования.

## Список использованных источников

1. Кременецкий, М.И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей / А.И. Ипатов, Д.Н. Гуляев. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 896 с.
2. Котежеков, В.С. Разработка автоматизированной системы для интерпретации данных добычи / В.С. Котежеков, А.С. Маргарит, А.А. Пустовских, А.Н. Ситников // SPE 187755-RU. – 2017.
3. Асланян, А.М. Изучение «динамичной» системы ППД на основе анализа промысловых данных, ПГИ и ГДИС карбонатных отложений со сложной структурой коллектора / А.М. Асланян, Д.Н. Гуляев, А.К. Гильфанов [и др.] // SPE 187776-RU. – 2020.
4. Мусалеев, Х. Активные технологии промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в нагнетательных скважинах с трещиной автоГРП / Х. Мусалеев // SPE 187792-RU. – 2019.
5. Бузинов, С.Н. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
6. Эрлагер мл., Р. Гидродинамические методы исследования скважин / Р. Эрлагер мл. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2007. – 512 с.
7. Гуляев, Д.Н. Импульсно-кодированное гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве / Д.Н. Гуляев, О.В. Батманова // Вестник Российского нового университета. Серия: «Сложные системы: модели, анализ, управление». – 2017. – № 4. – С. 26–32.
8. Кричевский В.С. Мультискважинный ретроспективный тест // Доклад на Инновационном Форуме нефтяников «Исследования скважин – путь к дополнительной добыче нефти» / В.С. Кричевский. – Москва, 16–17 мая. Клуб исследователей скважин. – <https://sofoil.com/MRT%20report.pdf>.

9. SOFOIL. Мультискважинные ГДИ. Технологический обзор. – 2016. – 27 с. – <https://docplayer.ru/79765531-Multiskvazhinnye-gdi-tehnologicheskii-obzor.html>.
10. Ilk, D. A Deconvolution Method Based on Cumulative Production for Continuously Measured Flowrate and Pressure Data / D. Ilk, P. Valko, T. Blasingame // SPE-111269-MS.
11. Aziz, K. Petroleum reservoir simulation / K. Aziz, A. Settari. – London: Applied Science Publishers LTD, 1979. – 479 p.
12. Houze, O. Dynamic Flow Analysis / O. Houze, D. Viturat, O. Fjaere et al. – KAPPA, 2008. – 356 p.
13. Baygu, B. Deconvolution under normalized autocorrelation constraints / B. Baygu, F.J. Kuchuk, Arian // SPE Journal, 1997. Vol.2 №3. P. 246–253.
14. Cumming, J.A. Multiwell deconvolution / J.A. Cumming, D.A. Wooff, T. Whittle, A.C. Gringarten // SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2014. Vol.17 №4, P. 457–465.
15. Gajdica, R.J. A new method of matching aquifer performance and determining original gas in place / R.J. Gajdica, R.A. Wattenbarger, R.A. Startzman // SPE Reservoir Engineering, 1988. Vol.3 №3. P. 985–994.
16. Houze O. Dynamic Data Analysis / O. Houze, D. Viturat, O.S. Fjaere. – Kappa Engineering, 2017. – 743 p.
17. Gringarten A.C. New Development in Well Test Analysis. Phase 2. – Imperial College London, 2018. – 24 p.
18. Zheng, Sh.-Yi Multi-Well Deconvolution Algorithm for the Diagnostic, Analysis of Transient Pressure with Interference From Permanent Down-hole Gauges (PDG) / Sh.-Yi Zheng, F. Wang // SPE-121949-MS. – 2009.
19. Wang F. Processing and Analysis of Transient Pressure from Permanent Down-hole Gauges. – Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering, 2010. – 235 p.

20. Vasin, V. New regularization algorithm for solving the deconvolution problem in well test data interpretation / V. Vasin, G. Skorik, E. Pimonov, F. Kuchuk // *Applied Mathematics*, 2010. Vol 1, No 5. P. 387-399.
21. Levitan M.M. Practical Application of Pressure/Rate Deconvolution to Analysis of real well tests // *SPE-84290-PA*. – 2005.
22. Levitan, M.M. Practical Considerations for Pressure-Rate Deconvolution of Well-Test Data / M.M. Levitan, G.E. Crawford, A. Hardwick // *SPE-90680-PA*. – 2006.
23. Von Schroeter, T. Deconvolution of Well-Test Data as a Nonlinear Total Least-Squares Problem / T. Von Schroeter, F. Hollaender, A.C. Gringarten // *SPE-77688-PA*. – 2004.
24. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // *Собрание законодательства РФ*. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
25. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования: дата введения 1979-01-01.
26. ГОСТ 21752-76. Система «человек-машина». Маховики управления и штурвалы. Общие эргономические требования: дата введения 1977-01-01.
27. ГОСТ 21753-76. Система «человек-машина». Рычаги управления. Общие эргономические требования: дата введения 1977-01-01.
28. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01.
29. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01.



30. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности: дата введения 1977-01-01.

31. СП 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: дата введения 2017-05-08.

32. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01.

33. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 1991-07-01.

34. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*: дата введения.

35. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 2017-05-08.

36. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01.

37. ГОСТ Р 53692-2009. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов: дата введения 2011-01-01.

38. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования: дата введения 1992-07-01.